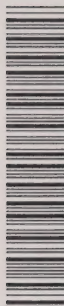


CAI
XC 40
- 2007
037



HOUSE OF COMMONS
CHAMBRE DES COMMUNES



3 1761 11972414 4

THE OIL SANDS: TOWARD SUSTAINABLE DEVELOPMENT

Report of the Standing Committee on Natural Resources

**Lee Richardson, MP
Chair**

MARCH 2007

39th PARLIAMENT, 1st SESSION

The Speaker of the House hereby grants permission to reproduce this document, in whole or in part for use in schools and for other purposes such as private study, research, criticism, review or newspaper summary. Any commercial or other use or reproduction of this publication requires the express prior written authorization of the Speaker of the House of Commons.

If this document contains excerpts or the full text of briefs presented to the Committee, permission to reproduce these briefs, in whole or in part, must be obtained from their authors.

Also available on the Parliamentary Internet Parlementaire: <http://www.parl.gc.ca>

Available from Communication Canada — Publishing, Ottawa, Canada K1A 0S9

THE OIL SANDS: TOWARD SUSTAINABLE DEVELOPMENT

Report of the Standing Committee on Natural Resources

**Lee Richardson, MP
Chair**

MARCH 2007

39th PARLIAMENT, 1st SESSION

STANDING COMMITTEE ON NATURAL RESOURCES

CHAIR

Lee Richardson

VICE-CHAIRS

Catherine Bell

Alan Tonks

MEMBERS

Mike Allen

Claude DeBellefeuille

Jacques Gourde

Richard Harris

Mark Holland

Christian Ouellet

Todd Russell

Lloyd St. Amand

Bradley Trost

OTHER MEMBERS WHO PARTICIPATED

Dennis Bevington

Hon. Roy Cullen

Marcel Lussier

Hon. Joe McGuire

Hon. Christian Paradis

Scott Reid

Hon. Andrew Telegdi

CLERK OF THE COMMITTEE


Chad Mariage

LIBRARY OF PARLIAMENT

Parliamentary Information and Research Service

Jean-Luc Bourdages

Frédéric Beauregard-Tellier



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761119724144>

THE STANDING COMMITTEE ON NATURAL RESOURCES

has the honour to present its

FOURTH REPORT

Pursuant to its mandate under Standing Order 108(2) and the motion adopted by the Committee on September 28, 2006, the Committee has studied Canada's Oil Sands and has agreed to report the following:



TABLE OF CONTENTS

INTRODUCTION.....	1
CHAPTER 1: THE OIL SANDS—AN OVERVIEW	3
Economic and geo-political context.....	3
The resource.....	4
Developing the oil sands—Canadian innovation at work	5
CHAPTER 2: CANADA—AN ENERGY SUPERPOWER?	6
Recent developments	7
Future growth.....	7
Risks to this outlook	9
The oil sands—a resource of strategic importance to North America	10
CHAPTER 3: ROLE OF GOVERNMENTS	13
CHAPTER 4: ECONOMIC BENEFITS OF THE OIL SANDS	17
Investments in the oil sands ripple throughout the Canadian economy	17
Impact of the oil sands on Canada's gross domestic product	17
Impact of the oil sands on employment.....	19
The oil sands and government revenue.....	20
The other side of the ledger	20
CHAPTER 5: THE CHALLENGES	23
Introduction	23
Cost increases	24
Labour.....	25
Capital costs	27
Increase in the consumption of natural gas	29

The introduction of new technologies.....	31
Environmental impacts.....	34
1. Federal and Provincial Government Assessment Processes	34
2. Greenhouse Gas Emissions.....	37
3. Carbon Dioxide Capture and Storage.....	38
4. Fiscal Treatment of the Oil Sands	41
5. Use of Water	42
6. Land Reclamation.....	47
Social issues	48
1. Impact of oil sands activities on First Nations	49
2. Social impact of oil sands activities	50
Conclusion	53
APPENDIX	55
LIST OF RECOMMENDATIONS.....	57
LIST OF WITNESSES.....	63
LIST OF BRIEFS.....	67
REQUEST FOR GOVERNMENT RESPONSE	69
DISSENTING OPINION OF THE CONSERVATIVE PARTY	71
COMPLEMENTARY OPINION OF THE BLOC QUÉBÉQUOIS	77
SUPPLEMENTARY OPINION OF THE NEW DEMOCRATIC PARTY	81

THE OIL SANDS: TOWARD SUSTAINABLE DEVELOPMENT

INTRODUCTION

Canada now produces over 1 million barrels of oil each day from the oil sands. The Committee heard testimony that this rate of output could very well triple within the next ten years and even increase by five times by 2030. The pace of development of the oil sands is affected by a number of factors. As the National Energy Board reports:

"It is expected that there will continue to be rapid growth in the development of Canada's oil sands. There are, however, issues and uncertainties associated with the development of the resource. The rate of development will depend on the balance that is reached between the opposing forces that affect the oil sands. High oil prices, international recognition, geopolitical concerns, global growth in oil demand, size of the resource base and proximity to the large U.S. market, and potentially other markets, encourage development. On the other hand, natural gas costs, the high light/heavy oil price differential, management of air emissions and water usage, insufficient labour, infrastructure and services are concerns that could potentially inhibit the development of the resource."¹

The Committee is of the view that many of these factors warrant a closer inspection. Indeed, the rapid expansion of oil sands activities poses a number of important public policy challenges. While the development of Alberta's oil sands undoubtedly provides an important economic stimulus to western Canada and to Canada as a whole, it also gives rise to important social, environmental and economic problems that have yet to be adequately addressed.

In particular, greenhouse gas emissions from oil sands activities are of increasing concern and have yet to be tackled head on. The Committee heard from a number of witnesses who argue that if Canada forges ahead with the development of the oil sands in a business as usual manner,² it may face major environmental problems. As one witness from the Pembina Institute put it, Canada risks becoming known "not as an energy superpower but as a superpolluter."³

¹ Jim Donihee, National Energy Board, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

² Tony Clarke of the Polaris Institute uses the term "haphazard" development. *Committee Evidence*, 21 November 2006.

³ Dan Woynillowicz, Pembina Institute, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

As this report will make clear, Alberta's oil sands are an enormous economic and strategic advantage for this country. We have only begun to tap into this vast resource. As a global energy leader, Canada has a responsibility to find even better ways to maximize the value of this resource while minimizing the social and environmental costs of oil sands activities. How the development of Alberta's oil sands is managed in the coming years will have important long-lasting repercussions on Canada's economy, society, environment and international reputation, and will serve as a litmus test for Canada's commitment to sustainable development.

The development and commercialization of new technologies will undoubtedly play an important role in helping the industry develop the oil sands in a more sustainable manner. Governments have a role to play, both through the deployment of policy signals and through strategic investments, in making sure that such technologies are developed, brought to market and widely adopted in a timely manner. The time to act is now. With so many new long-lived oil sands projects in the planning stages, it is critical that the right policy framework be put in place as soon as possible so that businesses can promptly make the necessary investments in innovative technologies that will reduce the environmental and social footprint of oil sands activities and help transform Canada into a true clean energy superpower.

CHAPTER 1:

THE OIL SANDS—AN OVERVIEW

Economic and geo-political context

The development of the oil sands is largely being driven by robust continental and global demand for crude oil. Strong growth in demand for oil and geopolitical tensions in the Middle East and elsewhere have led to an important increase in the price of oil in recent years (see chart, below) and have served to highlight many of the relative advantages of the oil sands.

Average Crude Oil Price (Spot WTI), 1984-2005



Source: BP Statistical Review of World Energy 2006.

The Committee heard testimony that global demand for energy will continue to increase and that hydrocarbons such as oil and gas will continue to be the dominant sources of primary energy on a global basis.⁴ As a witness observed, given the scale by which energy is produced and used in the world today and the infrastructure that is in place, fossil fuels are likely to supply most of the world's energy for the foreseeable future.⁵

From that perspective the oil sands are likely to play an increasingly important role in meeting energy demand over the coming years and decades. Moreover, political instability and geopolitical tensions in the Middle East and in other oil-producing regions serve to highlight the relative advantages of Canada's oil sands. Canada's political climate is "extremely stable" compared to that in many other oil-producing countries.⁶

The resource

Oil sands are composed of bitumen, a heavy and viscous tar-like oil, contained in a mixture of sand, clay and water. Bitumen accounts for about 10-20% of Alberta's oil sands. Oil sands deposits are found beneath an area of north-eastern Alberta covering about 140,000 square kilometres (or about twice the size of New Brunswick). The oil sands are extracted in the Athabasca, Cold Lake and Peace River areas of Alberta. It is estimated that there are upwards of 1.7 trillion barrels of bitumen in place in the province, which, according to some, is "equal to or exceeds the conventional oil deposits in the world."⁷ Of the approximately 1.7 trillion barrels in place it is estimated that about 315 billion barrels are potentially recoverable. Established oil sands reserves, that is, the portion of the resource that can be economically extracted using current technologies, are estimated at about 174 billion barrels. According to the Canadian Energy Research Institute these oil sands reserves could "supply Canadian demand for oil for 250 years."⁸ Because of the oil sands Canada is in the enviable position of holding the second largest oil reserves in the world after Saudi Arabia (see chart).

⁴ Michael Raymont, Energy Innovation Network, *Committee Evidence*, 26 October 2006.

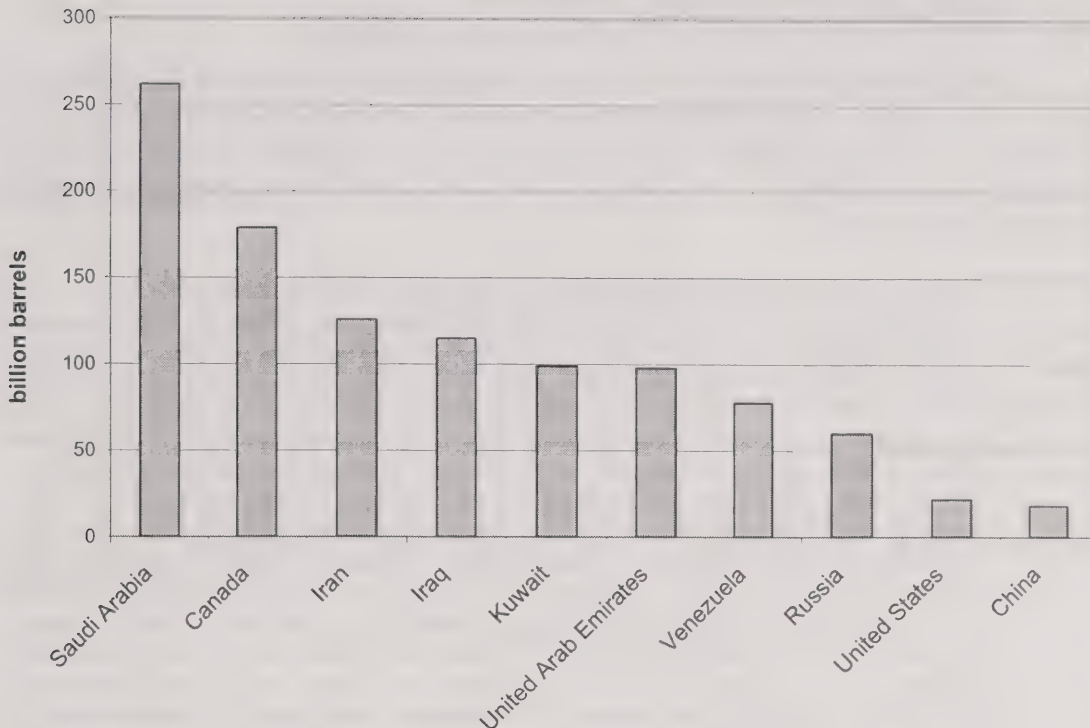
⁵ Ibid.

⁶ Jim Donihee, National Energy Board, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

⁷ Marwan Masri, Canadian Energy Research Institute, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

⁸ Ibid.

Crude Oil Reserves (January 2004)



Source: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. Data are from the *Oil and Gas Journal*.

While there are oil sands deposits in other countries, most notably Venezuela, it is thought that the largest deposits occur in Canada. Moreover, "Canada is the only area in the world where [such deposits] are being commercially exploited."⁹

Developing the oil sands—Canadian innovation at work

The oil sands were first surveyed by scientists from the Canadian Geological Survey (now part of Natural Resources Canada) in 1875, about a century after fur traders and explorers first recorded their experiences of seeing bitumen along the banks of the Athabasca River.¹⁰ Building upon the knowledge garnered in the 1930s and 1940s when a number of small privately—and publicly—financed oil sands plants were constructed, the Great Canadian Oil Sands project (now owned by Suncor Energy Inc.), located just north of Fort McMurray, Alberta, was completed in 1967. At the time, this commercial-size 45,000 barrels per day project, the first of its kind, was described as "the biggest gamble

⁹ Howard Brown, Energy Policy Sector, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

¹⁰ Syncrude Canada Ltd., <http://www.syncrude.ca/users/folder.asp?FolderID=5657>.

in history" and a "daring venture into an unknown field."¹¹ A second, larger, project, this one developed nearby at Mildred Lake, Alberta, by the Syncrude consortium, a joint public-private venture, came online in 1978.

The development of the oil sands has been described as a Canadian success story. For example, it took vision and innovative Canadian research and development to find ways to separate bitumen from the sands and to ultimately bring the oil sands into commercial production. In the words of Mr. Jim Carter, President and Chief Operating Officer of Syncrude:

"We're talking here about research and development that's been done right here in Canada. This is homegrown stuff, the mining and the extraction of the bitumen from the sand and the turning of it into a viable product that we can put into the marketplace. If we hadn't done that thirty years ago, we would be in dire straits today in terms of our crude oil supplies [...] So I think we're very fortunate; we're the pioneers. I can tell you from my own personal experience [...] I've spent 28 years with Syncrude Canada, every day of it living in Fort McMurray, and the first 15 years that we worked in this business, we were toiling in obscurity. People didn't believe it could be done. They didn't believe we could actually make this into a viable business; they treated it as an R and D curiosity. Through that effort and energy, the development has occurred, and we've continued to invest in R and D [...] I think Canada would be in a far less enviable position today if the oil sands had not been developed—and that's all of Canada. A lot of our product goes to the Edmonton area refineries, but it also comes to Sarnia, and it goes over the mountains to the west coast as well. This product goes across the country, and it is really helping to secure our energy security in the country."¹²

¹¹ Suncor Energy Inc. <http://www.suncor.com/default.aspx?ID=9>.

¹² Jim Carter, Syncrude, *Committee Evidence*, 21 November 2006.

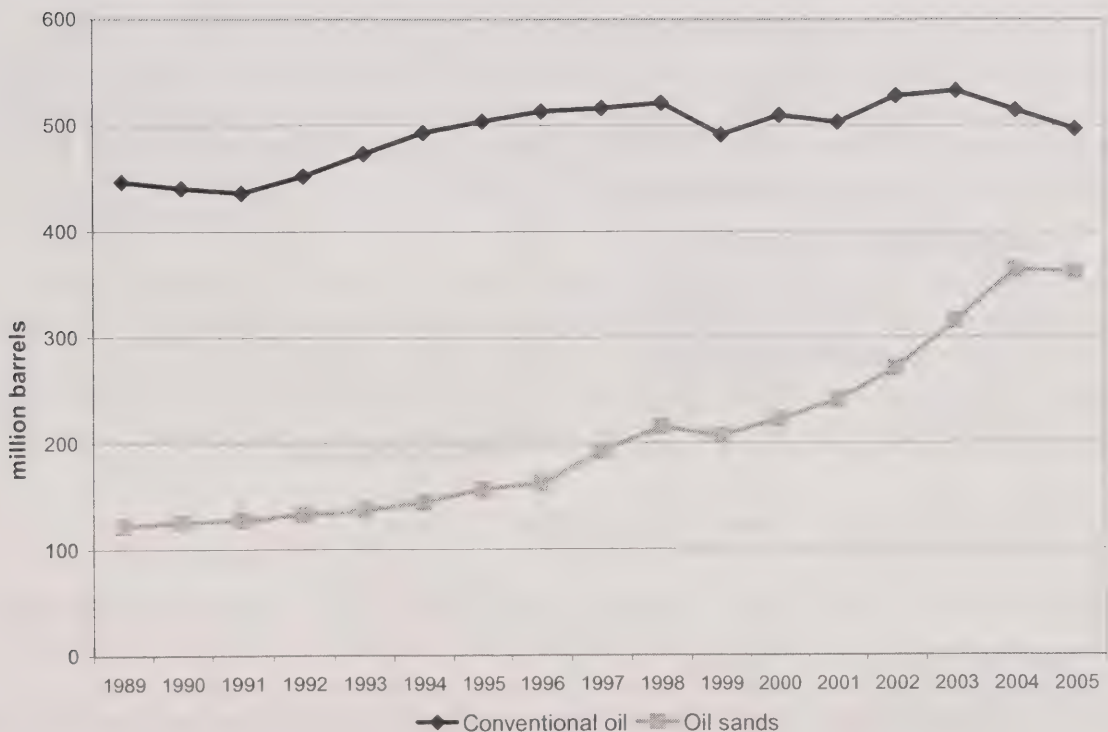
CHAPTER 2:

CANADA—AN ENERGY SUPERPOWER?

Recent developments

In the mid-1990s, the National Oil Sands Task Force projected that production of oil from the oil sands would reach 1 million barrels a day by 2020. That level of production was in fact achieved in 2004, or sixteen years “early”. While production of conventional crude oil in Canada has been rather flat for the last ten years and is projected to decline, the oil sands have experienced tremendous growth (see chart, below), and are expected to more than compensate for any decline in the production of Canadian conventional crude oil. Indeed production from the oil sands now exceeds conventional crude oil production in western Canada and will soon surpass total Canadian production of conventional crude oil.

Canadian Crude Oil Production, 1989-2005

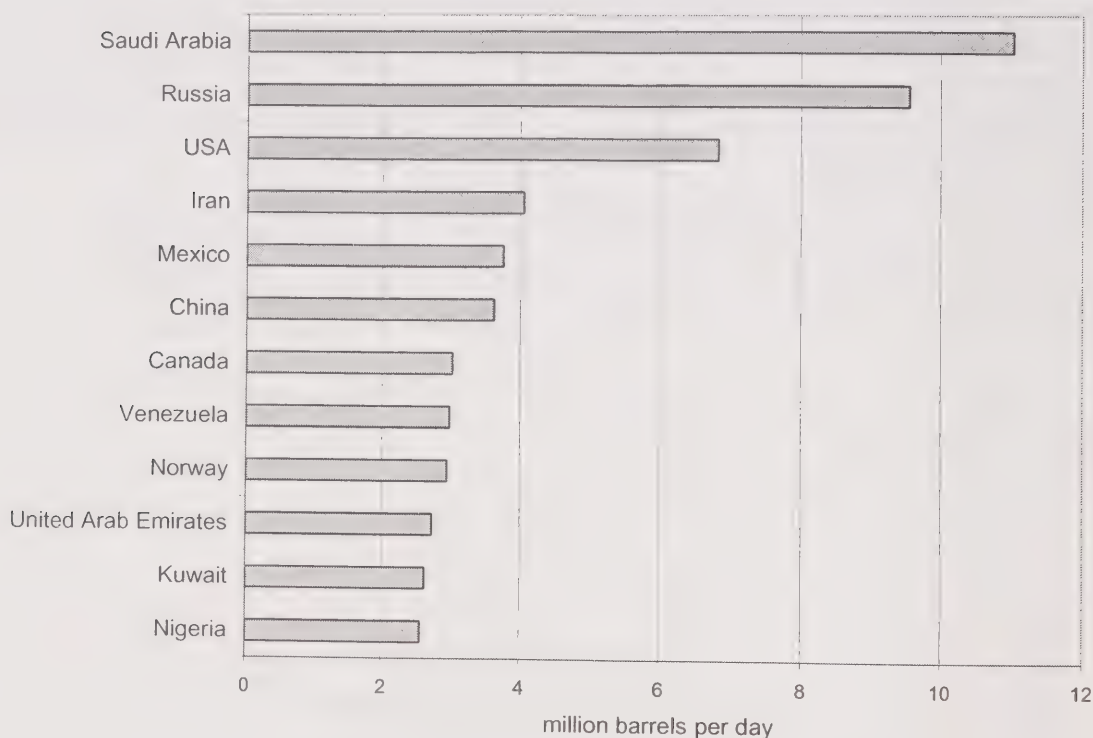


Source: Statistics Canada, *Energy Statistics Handbook*, 2nd Quarter 2006.

Future growth

The National Energy Board (NEB) envisages oil sands production reaching 3 million barrels a day by 2015 while the Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) calculates that oil sands production could reach 3.5 million barrels a day by 2015 should all announced projects go ahead as planned. According to the NEB over 40 major bitumen recovery projects have been announced for the period 2006-2015.¹³ Investments are expected to average about \$10 billion per year over that period. The result of such investments is that Canada could soon emerge as one of the largest oil producers in the world, climbing from 7th largest producer in the world in 2005 (see chart, below) to 4th or 3rd largest by 2015 according to CAPP's analysis.¹⁴

Oil Production¹⁵ by Country, 2005



Source: BP Statistical Review of World Energy 2006.

¹³ The National Energy Board's submission to the Committee identifies 46 major bitumen recovery projects.

¹⁴ Greg Stringham, Canadian Association of Petroleum Producers, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

¹⁵ Production includes crude oil, shale oil, oil sands and natural gas liquids.

Natural Resources Canada (NRCan) officials told the Committee that by 2030 up to 5 million barrels a day could be extracted from the oil sands.¹⁶ Interestingly, development may not be constrained to Alberta. The National Energy Board testified that there are oil sands deposits in certain regions of Saskatchewan (e.g. in the northwest and eastern central regions of the province).¹⁷ According to NRCan there is burgeoning interest in the development potential of that resource.¹⁸ The estimates by the NEB and NRCan suggest a wide range of development potential for the oil sands including 3 million barrels per day by 2015 and potentially up to 5 million barrels per day by 2030 from the current level of 1.1 million barrels per day. The Committee did note, based on evidence from the developers, that constraints to development could well curtail development or cause some projects to be delayed. As a result, the range of production could be less than the projected amounts as provided by the NEB and NRCan which will impact the economics and the environmental aspects of these projects.

And while about two-thirds of the oil sands in place cannot currently be extracted by either mining or *in situ* methods,¹⁹ it is conceivable that new technologies could one day be developed that would allow for the development of that untapped resource. Such developments would further cement Canada's reputation as a top tier energy producer.

Risks to this outlook

With oil prices hovering between US\$50-60 per barrel, the incentive to develop the oil sands is enormous and indeed in most cases compensates for the risk and expenses involved in developing such long-lived, capital-intensive projects. As George Eynon of the Canadian Energy Research Institute cogently told the Committee, under current market conditions "There's an economic incentive for the owners of the [oil sands] leases to monetize their assets."²⁰

That is not to say that oil sands projects are without risk. In fact, the costs of extracting and upgrading bitumen are significant and have recently been exacerbated by rising material, labour and natural gas costs. According to the National Energy Board's latest assessment of the oil sands, it can cost up to CAD\$40 to supply synthetic crude oil from the oil sands, and this even before accounting for the environmental costs

¹⁶ Howard Brown, Energy Policy Sector, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

¹⁷ Jim Donihee, National Energy Board, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

¹⁸ Howard Brown, Energy Policy Sector, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

¹⁹ Hassan Hamza, CANMET Energy Technology Centre—Devon, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

²⁰ George Eynon, Canadian Energy Research Institute, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

associated with greenhouse gas (and other) emissions. The NEB testified before the Committee that should oil prices fall into the US\$35 to US\$40 per barrel range, "it'll result in a significant slowdown" in the industry.²¹

Other challenges also exist. If production from the oil sands is to continue to grow rapidly in the coming years, new upgrading facilities and pipelines will be needed. In fact, the National Energy Board believes that production from the oil sands could outstrip pipeline capacity as early as this year.²² New upgrading capacity is also needed to process increasing volumes of bitumen since most refineries can only process very limited quantities of raw bitumen. Additional sustainable investments in upgrading and refining, both value-added activities, should be encouraged, with a view that such investments would provide substantial economic benefits to Canada. While it is up to the relevant companies to make the necessary investments, federal, provincial and territorial governments can help by working together to ensure that proposed projects are reviewed in a timely and rigorous manner.

Finally, though Canada is increasingly characterized as an energy superpower, largely because of the development of the oil sands, it risks also becoming known as a major polluter unless innovative policies and technologies are adopted to reduce the environmental impacts of oil sands activities. The needs of the people and communities most directly affected by oil sands projects must likewise be addressed if Canada's reputation as a responsible global energy player is to be upheld.²³

The oil sands—a resource of strategic importance to North America

The oil sands are of great strategic importance for Canada. Importantly, production from the oil sands is offsetting the decline in conventional oil production from the Western Canada Sedimentary Basin, historically Canada's richest oil-bearing zone.²⁴ This allows Canada to benefit from secure revenues derived from oil exports and provides Canada with a natural resource which today is a cornerstone of our modern way of life.

The United States, Canada's largest trading partner and the world's largest consumer of oil, is striving to diversify and secure its energy supplies and in that context recognizes the strategic importance of the oil sands. Indeed the production of crude oil from Canada's oil sands displaces oil imports from overseas.²⁵ As Tony Clarke of the

²¹ Bill Wall, National Energy Board, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

²² National Energy Board, *Canada's Oil Sands—Opportunities and Challenges to 2015: An Update, An Energy Market Assessment*, June 2006.

²³ See Appendix for data on greenhouse gas emissions by country (absolute and per capita).

²⁴ National Energy Board, *Canada's Oil Sands—Opportunities and Challenges to 2015: An Update, An Energy Market Assessment*, June 2006.

²⁵ Rob Seeley, Albian Sands Energy Inc. (Shell Canada), *Committee Evidence*, 21 November 2006.

Polaris Institute noted in his appearance before the Committee, “clearly, from the United States’ standpoint, from Washington’s standpoint, having access to Canadian oil—certainly in terms of the potential reserves that the oil sands project—ensures a secure supply, a safe supply, and a friendly neighbour supply.”²⁶

Until alternatives become economical and are commercialized on a wide scale, Canadians and Americans alike will continue to depend on liquid hydrocarbons to meet many of their energy needs, beginning with transportation energy needs. A growing portion of such energy needs will be met by production from the oil sands, a vast resource located “right in our own backyard.”²⁷

Operators of oil sands projects are therefore investing billions of dollars in new oil sands extraction and upgrading projects, confident in the knowledge that demand for oil, within North America and in emerging Asian markets, will continue to increase and that prices will likely remain high by historical standards.

But though hydrocarbons, including oil sands, will likely continue to be the dominant source of energy supply for some time yet, mounting environmental and social costs associated with oil sands activities in particular make it increasingly clear that it would be irresponsible to continue on a “business-as-usual” course. It is time to begin the transition towards a clean energy future. The development of the oil sands is a great Canadian technological and economic achievement. With the right mix of innovative policies and technologies, Canada could harness the energy that the oil sands offer while minimizing the social and environmental impacts of such activities, making the oil sands part of a clean energy future and capping this great Canadian success story.

²⁶ Tony Clarke, Polaris Institute, *Committee Evidence*, 21 November 2006.

²⁷ Jim Carter, Syncrude, *Committee Evidence*, 21 November 2006.

CHAPTER 3:

ROLE OF GOVERNMENTS

Constitutionally, the provinces have ownership and management responsibility over the natural resources within their territory. In the case of Alberta, mineral rights²⁸ were transferred by the Government of Canada to the provincial Crown by virtue of the *Natural Resources Transfer Act* of 1930. The Department of Alberta Energy reports that the Alberta Crown owns 97% of oil sands mineral rights; freehold owners hold the remaining 3%.²⁹ Alberta therefore has jurisdiction over the oil sands and manages this resource on behalf of its citizens. To encourage the development of this resource by private interests, the Government of Alberta generally leases to interested parties the right to develop and use oil sands resources. In exchange, the Government of Alberta receives lease payments, royalties and income taxes. According to the Canadian Association of Petroleum Producers, Alberta received about \$4 billion in royalty and lease payments in 2006.³⁰ In addition to making such payments, oil sands developers, regardless of whether they are domestic or foreign-owned, must obey all applicable provincial and federal laws and regulations.

The Government of Canada's role in the oil sands for the most part pertains to protection of the environment, the protection of waterways and fisheries, and Indian lands. Relevant laws that may be used by the federal government to exercise jurisdiction over certain aspects of oil sands projects include the *Fisheries Act*, the *Canadian Environmental Protection Act*, 1999, (CEPA, 1999) the *Canadian Environmental Assessment Act*, the *Navigable Waters Protection Act* and the *Indian Act*. For example, CEPA, 1999 gives the federal government powers to regulate harmful emissions. The *Fisheries Act* grants the Government of Canada the authority to impose restrictions on any activity that could harm fisheries.

The *Canadian Environmental Assessment Act* and the *Fisheries Act* often work in tandem. For example, a federal environmental assessment may be triggered in the case of an oil sands project which could have an impact on fish habitat.

Contributing to the complexity surrounding environmental protection is the fact that the environment, which has emerged as a key issue in the context of oil sands activities, is not specifically mentioned in the *Constitution Act, 1867*. In practice the environment is a

²⁸ Mineral rights extend to petroleum, natural gas, oil sands, and other minerals.

²⁹ Alberta Energy, Alberta Oil Sands Tenure Guidelines, June 2006.

³⁰ Greg Stringham, Canadian Association of Petroleum Producers, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

matter of shared jurisdiction between the federal and provincial governments. Dealing with areas of shared jurisdiction is complex and requires close co-operation between the relevant orders of government. As the Commissioner of the Environment and Sustainable Development noted in an earlier report, “both levels of government have constitutional powers over various matters that permit them to pass legislation to deal with environmental issues.”³¹

Environmental assessments of oil sands projects are primarily done pursuant to Alberta’s *Environmental Protection and Enhancement Act*, R.S.A. 2000. While it was argued that the Government of Canada has the authority to undertake broad environmental assessments of oil sands projects, in practice the federal government is generally very careful to respect Alberta’s jurisdiction. For example, the Committee received testimony from the Pembina Institute that the Government of Canada has not to date been involved in an environmental assessment process looking at all the impacts associated with oil sands projects, including, for example, transboundary air pollution and greenhouse gas emissions.³²

Finally, it is also worth noting in the context of the oil sands that the federal government can enact laws concerning interprovincial and international trade and commerce, while the provinces have jurisdiction over property and civil rights as well as local works and undertakings. Generally speaking, the Government of Canada, mindful of the barriers to development that can sometimes result from unwieldy and uncoordinated laws and regulations, is working to improve the efficiency with which its laws and regulations are brought to bear on industrial activities.³³

Besides passing and enforcing legislation that pertains to resource extraction projects, the federal government also has “important responsibilities in terms of the overall policy framework, including the macro-economic policy framework ensuring a stable place to invest” and has chosen to be involved in technology development in the oil sands and other energy-related areas through programs managed by Natural Resources Canada.³⁴ On the labour front, the federal government is responsible for developing policies and programs to help Canadians participate in economic activity. The federal government is also responsible for immigration policy. Canada continually seeks to admit immigrants, foreign students, visitors and temporary workers who enhance Canada’s social and economic growth.

³¹ Office of the Auditor General of Canada, *2000 Report of the Commissioner of the Environment and Sustainable Development*, “Chapter 7: Co-operation Between Federal, Provincial and Territorial Governments,” <http://www.oag-bvg.gc.ca/domino/reports.nsf/html/c007ce.html>.

³² Dan Woynilowicz, Pembina Institute, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

³³ Howard Brown, Energy Policy Sector, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

³⁴ Ibid.

Finally, the National Energy Board, a federal regulatory agency, notably regulates the construction and operation of interprovincial and international pipelines. The Board also regulates the export of oil and gas, monitoring the supply and demand of those commodities to ensure that quantities exported do not exceed the surplus remaining after Canadian requirements have been met.³⁵

Respect for jurisdiction is a principle which today underlies the energy policy of federal and provincial governments.³⁶ Ultimately it is up to the province of Alberta to decide how best to develop its oil sands deposits; as has been noted by a senior Government of Canada official, "Alberta is the owner of the resource and it's really up to Alberta to decide whether it wishes to pursue that rapidly or not."³⁷ That is not to say that the federal government has no role in how the oil sands are developed. The Government of Canada has at its disposal a number of regulatory and policy mechanisms to influence the scale and nature of oil sands activities. Some of these will be discussed in greater detail later in this report. It is however important to recognize that success in ensuring that oil sands activities benefit all Canadians while posing minimal environmental risks and social dislocation is more likely to come from continued inter-governmental cooperation than from inter-governmental conflict over particular policies or laws affecting the oil sands.

With respect to the role of governments, the Committee recommends that the federal government, specifically the Department of Natural Resources, base all of its actions in the area of oil sands development on sustainable development and polluter-pays principles.

³⁵ National Energy Board, http://www.neb.gc.ca/AboutUs/history_e.htm.

³⁶ Howard Brown, Energy Policy Sector, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

³⁷ Ibid.

The Committee also recommends that the federal government recognize the jurisdiction of the provinces with respect to the pace of development in the oil sands, and that it reject any suggestions of nationalizing the oil sands.

CHAPTER 4:

ECONOMIC BENEFITS OF THE OIL SANDS

Investments in the oil sands ripple throughout the Canadian economy

Oil sands activities increasingly contribute to economic activity in Canada. Significant investments in the oil sands have repercussions not only in western Canada but also throughout the country in the form of spin-off benefits to related industries such as business services, manufacturing, retail, finance and insurance.

According to the Canadian Association of Petroleum Producers, investments in the oil sands totalled approximately \$8.5 billion in 2005 and about \$8.8 billion in 2006.³⁸ The industry forecasts that capital expenditures in the oil sands over the next five years will range between \$8 billion and \$12 billion annually.³⁹ In fact, the Committee heard that up to \$125 billion dollars in oil sands investments have been announced for the period 2006-2015.⁴⁰ While not all announced oil sands projects will go ahead, the figure is nevertheless indicative of the buoyancy of this industry.

Impact of the oil sands on Canada's gross domestic product

With growing production from the oil sands, the Canadian Energy Research Institute (CERI) estimates that the value of bitumen and synthetic crude oil produced over the 2000-2020 period could total over \$500 billion.⁴¹ CERI estimates that oil sands and oil sands-related activities together could, according to their model, contribute some \$789 billion to Canada's gross domestic product (GDP) over the study period (2000-2020). While the majority of the economic benefits associated with the oil sands will be felt in Alberta, CERI believes that Ontario could also see a \$102 billion boost to its economy over the 2000-2020 period, while the GDP impact of oil sands and oil sands-related activities on other Canadian provinces and territories is estimated at \$53 billion dollars over the same period. Provinces other than Alberta are affected by the oil sands mainly because "Even though the resource is located in Alberta, the goods and services

³⁸ Canadian Association of Petroleum Producers, Submission to the Natural Resources Committee, 2 November 2006.

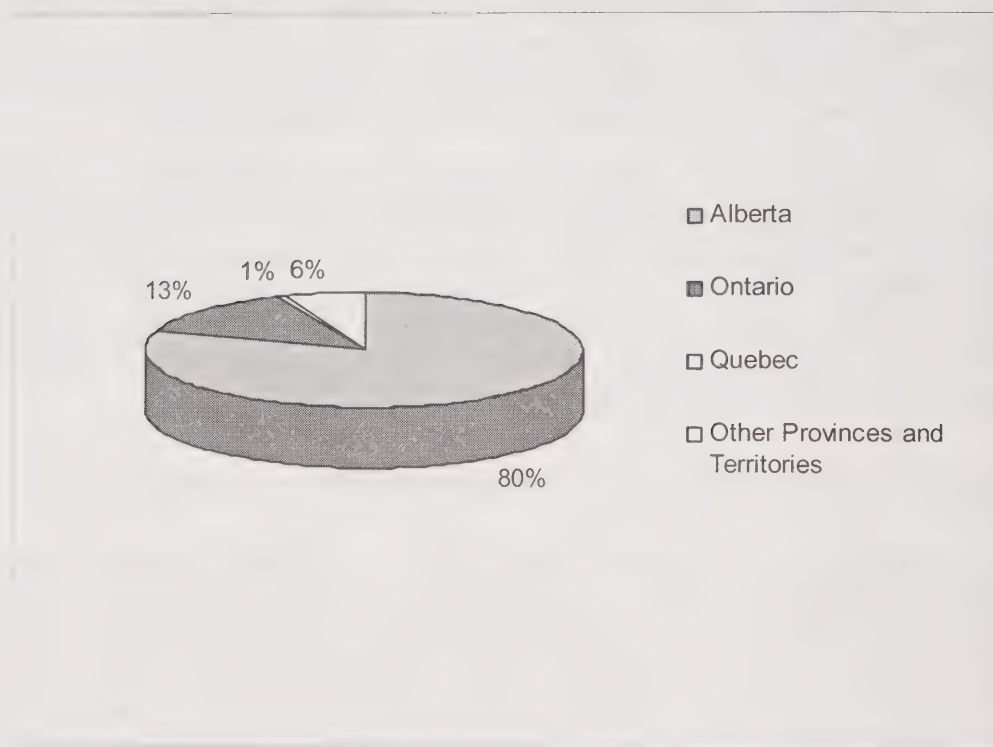
³⁹ Jim Carter, Syncrude, *Committee Evidence*, 21 November 2006.

⁴⁰ Howard Brown, Energy Policy Sector, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

⁴¹ Canadian Energy Research Institute, *Economic Impacts of Alberta's Oil Sands*, October 2005. CERI data are expressed in 2004 dollars.

and equipment are coming from all over Canada.”⁴² CERI's analysis shows that outside of the crude oil and oil sands sector it is the finance, insurance, real estate, and manufacturing industries in places like Alberta and Ontario which stand to benefit the most from the development of the oil sands. Indeed oil sands projects are stimulating demand not only in Alberta but throughout Canada and beyond for business services, banking and insurance services, steel, vehicles and manufactured equipment and components. Nationally, CERI estimates that oil sands and oil sands-related activities will account for about 3% of Canada's GDP by 2020, up from about 1.5% in 2000.

GDP Impact of Oil Sands Development, 2000-2020



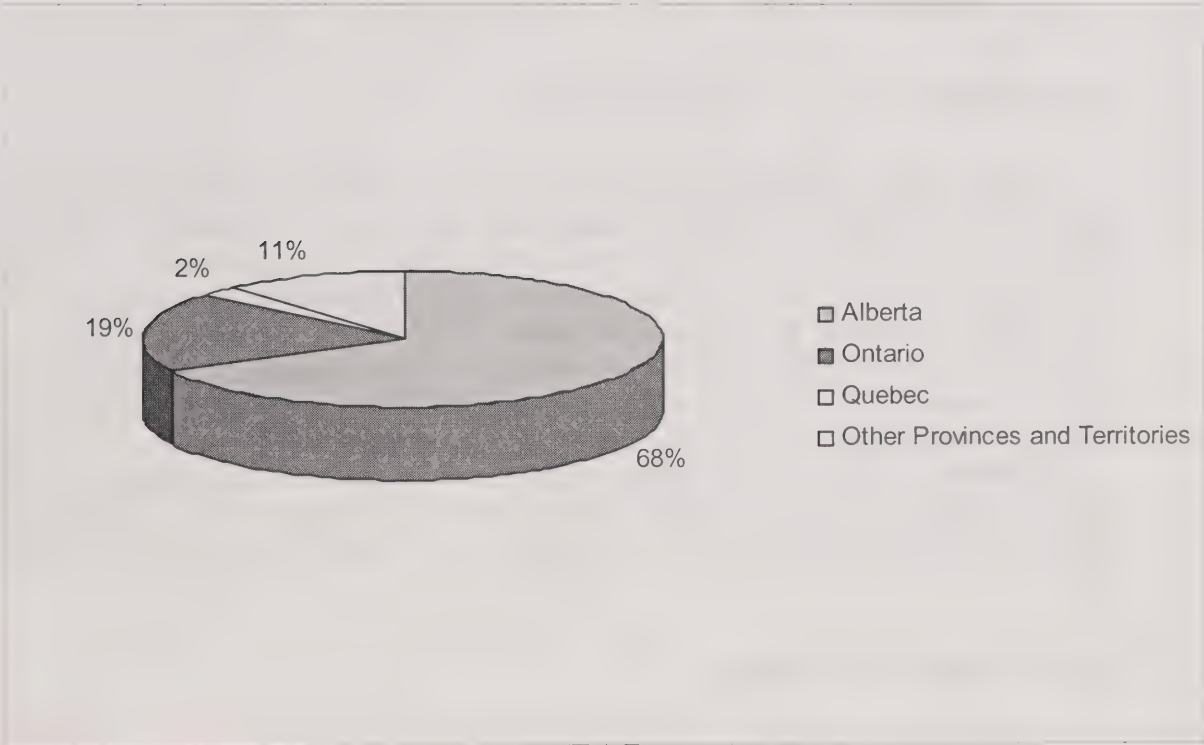
Source: CERI brief, 24 October 2006.

⁴² Greg Stringham, Canadian Association of Petroleum Producers, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

Impact of the oil sands on employment

CERI estimates that oil sands activities will generate approximately 5.4 million person years of work in Canada over the 2000-2020 period. While about two-thirds of the employment impacts will be felt in Alberta, the CERI study interestingly finds that oil sands activities contribute to substantial job creation in other sectors such as manufacturing and retail in other provinces and countries. As Mr. Marwan Masri testified before the Committee, “four times more jobs will be created outside the oil and gas sector than in the oil and gas sector as a result of this development.”⁴³ Moreover CERI finds that about 19 percent of the total employment impacts within Canada will be felt in Ontario, notably in the business services and manufacturing sectors.

Employment Impact of Oil Sands Development, 2000-2020



Source: CERI brief, 24 October 2006.

⁴³ Marwan Masri, Canadian Energy Research Institute, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

The economic impacts of the oil sands are also being felt in other, more subtle, ways. For example, Canadians from all regions of the country are leaving regions where employment opportunities are sparse and moving to Alberta in order to participate in the development of the oil sands. The salaries they earn often sustain other family members who have stayed behind in their home community. The Committee heard from a number of witnesses who emphasized time and again that the economic impacts of the oil sands are truly being felt across the country. For example, Syncrude's Jim Carter offered this observation:

"One need only consider the number of direct flights that have been added between Fort McMurray and other parts of Canada over the past few years to gauge the economic impact of oil sands across the entire country. We anticipate that the \$54 billion on capital investment projected over the next five years will create 26,000 direct jobs by 2011. For each of these, studies indicate a further three jobs are created in the service and support sectors, resulting in a total of 100,000 jobs created."⁴⁴

The oil sands and government revenue

While those companies active in the oil sands sector are clearly generating healthy profits, the development of the oil sands also generates considerable revenue for the Alberta Government, which owns the resource, as well as for the Government of Canada. The Canadian Energy Research Institute estimates that, in total, oil sands production and development activities could generate about \$123 billion for governments in Canada during the 2000-2020 period, mainly in the form of corporate and personal income taxes, property taxes, and, in the case of Alberta, royalties. According to CERI's model, the Alberta Government stands to collect about 36% (\$44 billion) of that total while municipalities in Alberta would collect 10% (\$11 billion). The Government of Canada's share is modeled to reach 41% (\$51 billion), the clear implication being that the oil sands industry is important not only to the Alberta Government but also to the country as a whole.

The other side of the ledger

Of course, besides contributing to economic expansion, job growth and government revenue, the development of the oil sands also gives rise to difficult to quantify but non-trivial environmental and social costs that must also be considered

⁴⁴ Jim Carter, Syncrude, *Committee Evidence*, 21 November 2006.

when assessing the impacts of the industry. These are discussed in greater detail in the sections that follow. Considerable emphasis is placed on greenhouse gas emissions and water use associated with oil sands activities.

The oil sands can be an important component of a secure future for Canada, but only if the right policies and technologies are developed and implemented so that this resource can be developed in a sustainable manner.

CHAPTER 5: THE CHALLENGES

Introduction

The development of the oil sands and the rapid expansion of the industry pose tremendous challenges on many levels. First, the industry must raise large amounts of capital to deal with increasing capital and energy costs, if only because of the nature of this type of industrial activity. Added to that is the growing difficulty of recruiting specialized and non-specialized workers. There are equally great environmental challenges, particularly those involving the boreal forest, water use and treatment, greenhouse gas emissions, the evaluation of cumulative impacts, land reclamation, etc. Issues relating to the local infrastructure (housing, roads, drinking and waste water), health services and the Aboriginal populations also generate numerous challenges.

Natural Resources Canada acknowledges that, despite all the economic advantages associated with oil sands development, some aspects remain problematic, particularly the environmental footprint, the increased need for natural gas, the capacity of pipelines and refineries, and the availability of qualified workers, a problem that is considered extremely crucial.

As I mentioned at the start, there are some important issues raised by the development of the oil sands—perhaps most importantly, the environmental footprint, but also what it might mean for natural gas markets, and whether the pipeline capacity is adequate, whether there is enough labour, and so on.⁴⁵

The House of Commons Standing Committee on Natural Resources believes in achieving a balance among three main factors: the resource's potential, the necessary investment and the environmental effects. In that regard, the Committee subscribes to a scenario evoked by the President of EnergyNet, Michael Raymont, to wit:

⁴⁵ Howard Brown, Energy Policy Sector, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

... we can enter an era of responsible and reliable energy supply. All we need to do is focus on the responsible development of conventional energy resources, with particular emphasis on our lower carbon footprint and reduced collateral resource requirements. By this I mean water and other things necessary to produce energy. We should accelerate the development of unconventional and alternate sources of energy, including renewables, while emphasizing technology development and deployment. We also need a responsive regulatory environment and, equally important, a more certain and stable business environment, so that the private sector can make and deploy the technology necessary to obtain environmentally benign forms of energy production and usage.⁴⁶

The Committee heard experts say that the industry already has all the technology needed to produce non-polluting energy. What is really missing are the conditions that would encourage the private sector to invest in that technology.

In the update of its 2004 report,⁴⁷ the National Energy Board (NEB) reviewed its initial assessments of the current rapid growth in oil sands development. For the purpose of its analysis, the Board considered a reference scenario that envisages an increase in daily production from 1.1 million to 3 million barrels a day by 2015. The analysis takes account of factors that tend to precipitate or encourage growth, such as the high price of crude, the growing global demand for energy, technological innovations, the great stability of Canada's investment climate, and the vast U.S. market. These growth factors are counter-balanced by the need to develop markets and build pipelines, the increase in capital and labour costs, the increase in operating costs, the shortage of labour, inadequate infrastructure, and the need to manage the environmental impacts of development projects.

Cost increases

Many of the witnesses that the Committee heard insisted that the pace of oil sands development in the next few years would depend in large part on the industry's capacity to deal with rising costs and the availability of qualified workers. Some, including the Assistant Deputy Minister for Energy Policy at Natural Resources Canada, Howard Brown, feel that the labour shortage could even become the main factor limiting that growth. Others feel that it is various market factors, taken together, that could put a damper on the effervescence currently on display in Alberta's oil sands sector.

⁴⁶ Michael Rayment, EnergyNet, *Committee Evidence*, 26 October 2006.

⁴⁷ National Energy Board, *Canada's Oil Sands: Opportunities and Challenges to 2015: An Update, An Energy Market Assessment*, June 2006.

Given the strength of the economy in the Canadian West—driven by the development of oil and gas, potash, uranium, municipal and Olympic infrastructure—a certain number of oil sands projects have already been delayed or extended over a longer period because the companies themselves recognize that there are problems related to costs and other factors that do not operate in their favour.⁴⁸

Labour

The consensus among those who appeared before the Committee is that the availability of workers is one of the most serious problems for oil sands development. There has already been some slowdown in the development of new projects, largely because the labour shortage in Alberta is forcing costs up. The labour shortage has become so serious that the industry labour forecasts had to be revised between fall 2005 and fall 2006. The new data presented by the Canadian Association of Petroleum Producers indicates that the employment peaks for industrial construction projects in the oil and gas sectors have shifted by some two years and increased from 32,000 to more than 34,000 jobs.⁴⁹

Since Alberta has only a limited number of qualified workers, the oil sands sector has a problem not only finding the qualified workers it needs, but also attracting them to the region of Fort McMurray. Moreover, this problem affects not only qualified and specialized labour, but every sector of the economy, notably the services and house-building sectors. In fact, when any new oil sands development project is approved and begun, it brings new workers to the Fort McMurray region, thus increasing the pressure on the housing industry. For several years now, there has been an observable increase in labour mobility from eastern Canada, Newfoundland and Labrador and the Maritimes in particular, to Alberta. Some even fear that this westward movement could result in new labour shortages in the East.

The labour shortage forces the industry and governments to develop new approaches. Among these, apprenticeship programs have had some success producing apprentices, and particularly recruiting people from the growing Aboriginal population of Alberta, Saskatchewan and Manitoba. In the oil sands industry, companies are requiring the equivalent of Grade 12, which helps raise the level of education among Aboriginal people and make them more employable. Vocational programs in Aboriginal communities are essential in this respect.

⁴⁸ Pierre Alvarez, Canadian Association of Petroleum Producers, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

⁴⁹ Canadian Association of Petroleum Producers, *Canadian Oil Sands—Costs and Advantages—Fiscal Regimes and Challenges*, brief to the Standing Committee on Natural Resources, 2 November 2006.

Immigration is also being called on to play an increasingly large role. Until now, companies have found almost all the workers they need in Canada, but the industry's future expansion will make immigration an unavoidable necessity. The federal government can play a major role here; for example, the Department of Citizenship and Immigration has opened what it calls "temporary foreign worker units" in Calgary and Vancouver, as part of a pilot project to meet labour needs. As the President of the Fort McMurray Chamber of Commerce, Mike Allen, mentioned, the governments of Canada and Alberta signed an agreement in May 2004 to allow temporary foreign workers to enter the country to meet the urgent need for qualified workers for oil sands projects. The federal government recently announced changes to the Temporary Foreign Workers Program to speed up hiring when there are no Canadian citizens or landed immigrants in Canada to occupy the vacant positions. Furthermore, the range of jobs was expanded to some 170 different professions, which demonstrates the extreme pressure on the labour market in the region. There are still challenges to be met in terms of recognition of foreign degrees or helping immigrants with prior education to develop their skills sufficiently to meet Canadian standards.

Based on the evidence heard, the Committee recommends that the federal government, in cooperation with the Government of Alberta, renew efforts to fill the shortages of specialized and non-specialized workers in the oil sands sector.

The Committee was also made aware of another aspect of the labour problem. The shortage of, and thus demand for, qualified workers is not limited to the oil sands sector; it extends to certain federal government agencies responsible for enforcing energy legislation. That is the case, for example, with the National Energy Board, which lost 55 employees last year from a staff of 300. Most of them left for the private sector, which was able to respond more quickly to their salary and other demands. Given the growth in the oil sector and the number of projects that the Board must assess, the need to retain its qualified staff in order to be able to handle and study extremely technical questions becomes an enormous challenge. The main difficulty is not to recruit talented and competent young employees but rather to retain and attract experienced employees and managers. This phenomenon is not limited to the NEB but also affects Natural Resources Canada, a department that does a great deal of research and therefore requires a highly qualified staff.

The Committee recommends that the Department of Natural Resources carry out a study and propose a human resources action plan to retain experts within the Department and mitigate the brain drain to the oil and gas industry. The Committee recommends that the federal government, and Natural Resources Canada in particular, develop and implement measures to ensure that the highly qualified scientific personnel needed to carry out its mission and its various mandates are retained and replaced when they leave.

Capital costs

It is clear that labour availability has a real impact on the industry's capacity to continue developing the oil sands, primarily because of the rising costs engendered by labour shortages. However, labour is by no means the only area in which costs are rising. Indeed, the growth of the oil sands industry is significantly dependent on the cost of material, energy and capital. As Mr. Jim Carter, President and COO of Syncrude, pointed out, all this affects the economic evaluation of projects.⁵⁰ When costs are rising, promoters tend to wait longer before making decisions. Already, some projects have been pushed back and, if the cost of crude oil continues to fall and costs continue to increase, it is likely that we will see more projects delayed or abandoned.

Investments costs, for steel alone, have increased considerably since 2003. For example, a 100,000 barrels a day oil sands project that cost around \$3.3 billion then might cost \$6 to 10 billion today, primarily because of the quick and steep rise in the world price of steel. The rising cost of steel affects construction projects throughout the world, while labour availability is a problem that primarily affects North America.⁵¹

The projections for oil sands development by 2015 will require capital investments estimated at \$125 billion in order to increase production from 1 million to between 3 and 3.5 million barrels a day. The extent of the projected investments in the oil sands is so great that companies and their shareholders may become more hesitant without assurances of a worthwhile return on their investment and an acceptable degree of certainty in the investment cycle.⁵²

Another important aspect of the deployment of new projects is the flow of the new production to the markets. Indeed, "if the production does grow in the manner in which it is predicted to grow, there is a need for additional transportation in order to bring the oil that would be produced to market."⁵³ According to NEB estimates, the current system of pipelines is expected to reach full capacity in 2007, which is why something must be done very quickly about the distribution on certain pipelines or to increase transport capacity by building new pipelines. At present, bitumen and synthetic crude are marketed primarily in Chicago, and to a lesser extent in Colorado and Washington State. To maximize economic performance, producers need markets that are as diversified as possible.

⁵⁰ *Committee Evidence*, 21 November 2006.

⁵¹ Canadian Association of Petroleum Producers, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

⁵² Michael Raymont, Energylnet, *Committee Evidence*, 26 October 2006.

⁵³ Jim Donihee, National Energy Board, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

Numerous pipeline projects are currently under development, and once some are completed it should generate sufficient capacity in the next few years to transport bitumen and synthetic crude. One of these projects is a major increase in the capacity of the Trans Mountain Pipeline, which runs from Alberta to Vancouver. This will make it possible to send larger quantities of oils sands production to refineries in the Puget Sound region of Washington State. Other projects involve the Chicago region that will send products to the U.S. Gulf States. Finally, a third area affected by the construction of new pipelines would be between southern Alberta and Wyoming and Colorado.⁵⁴

It is not enough to transport bitumen and synthetic crude; such products must also be refined. In this case, it is not the overall refining capacity that is the problem but rather whether refineries are equipped to process bitumen and produce synthetic crude. There are a number of projects under way in the United States and Canada to transform refineries in order to increase their capacity and ensure that they are able to process larger quantities of the product extracted from the oil sands. One example is the Petro-Canada refinery in Edmonton. It should be noted that no refineries have been built in Canada in 20 years or in the United States in 30 years, since the industry limited itself to increasing the capacity of existing refineries. Although questions still arise about the wisdom of investing in the construction of large refineries, some projects are under way, one in eastern Canada and the other in the West.⁵⁵ The decisions that are made about pipelines and refineries essentially are related to the capacity of the markets to absorb oil sands production if it is more than 2 million barrels a day higher than current production levels.

The industry in Canada already upgrades 800,000 barrels a day out of a total production of 1.1 million barrels or some 72% of total production . The plans to expand existing plants and to build 10 new upgrading facilities should give Canada a domestic upgrading capacity of 3 million barrels, which would be sufficient to transform roughly 85% of an estimated production of 3.5 million barrels a day. While not all oil sands upgrading will be done in Canada, industry representatives told the Committee that the vast majority should continue to be done here.⁵⁶ However, it should be noted that the processing or upgrading currently done in Canada is basic, being limited to transforming bitumen, the least valuable product, into synthetic oil. Some feel that there is no reason we could not refine synthetic oil to produce gasoline, diesel and other petrochemical products.⁵⁷

⁵⁴ Howard Brown, Energy Policy Sector, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

⁵⁵ Ibid.

⁵⁶ Canadian Association of Petroleum Producers, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

⁵⁷ Michael Raymont, Energylnet, *Committee Evidence*, 26 October 2006.

Increase in the consumption of natural gas

Along with the use of water and reduction of emissions, the use of natural gas in the extraction and processing of oil sands represents one of the greatest challenges facing the industry. Some of those who appeared before the Committee were quite categorical about the increased use of natural gas for the development of oil sands deposits. For example, Mr. Michael Raymont of EnergyInet feels that using natural gas as a fuel in oil sands development is “like turning gold back into lead.” In fact, the natural gas used as a fuel to extract and upgrade bitumen is a relatively clean fuel. It is used in the oil sands primarily for historical reasons, that is, because there was an abundance of gas in this region 40 years ago. Today, however, we realize that this fuel can be put to better use, particularly given the price levels in recent years. The need to find an alternative to natural gas is made all the more pressing by the belief that there might not be enough to produce the projected three to five million barrels a day from the oil sands.⁵⁸

Current estimates say that it takes between 500 and 1000 cubic feet of gas to produce a barrel of synthetic oil, depending on the quality of oil that is produced. In monetary terms, it takes between \$3.50 and \$7.00 worth of gas to produce a barrel of oil. According to the Canadian Association of Petroleum Producers, natural gas is the most important operating cost in an oil sands plant, which is why the industry is looking for replacement fuels. NEB projections indicate that natural gas requirements for the industry could reach 2.1 billion cubic feet a day in 2015, compared to the 0.7 billion cubic feet a day used in 2005.⁵⁹ From a broader perspective, primarily that of North American consumption of natural gas, Natural Resources Canada estimates that the oil sands currently represent roughly 1% of total consumption in North America and predicts that this percentage will remain relatively stable over the next 15 years. The Department does not feel that 1% is a negligible amount by any means, but it is felt that this is not a sufficient quantity to have a decisive impact, positive or negative, on the natural gas market.⁶⁰ While the impact of the general natural gas market was not part of the study, the Committee recognizes that there could be an impact on the use of other fuel choices if the 2.1 billion cubic feet per day of natural gas was available for other uses.

In addition to strictly economic considerations, other elements are likely to influence the pace of development and replacement of natural gas, particularly future environmental and atmospheric emissions regulations. Already, a number of technological solutions are being studied to replace natural gas in the production of steam for *in situ* development projects or of hydrogen for upgrading bitumen. Aside from cogeneration, which generates steam and electricity at the same time, one of the most promising technologies mentioned before the Committee is gasification, of coke, coal or bitumen

⁵⁸ Ibid.

⁵⁹ Jim Donihee, National Energy Board, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

⁶⁰ Howard Brown, Energy Sector Policy, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

residues. According to Dr. David Keith,⁶¹ gasification, with CO₂ capture and storage, is more competitive in oil sands operations—which require both heat and hydrogen—than in the electricity sector. Roughly speaking, gasification involves breaking materials down into their constituent elements in a closed system and reassembling these elements with other elements—such as oxygen—in order to make different products. If the gasification process generated a great deal of CO₂ during oil sands operations, it would be possible to separate this flow and then store it. In a recent report prepared for the Minister of Natural Resources Canada, gasification technologies were identified as the first of four major priorities, the second being storage, on which the federal government should focus its attention in energy research.⁶²

Gasification will soon be used in the Long Lake Project, where two companies, Opti and Nexen, have begun building *in situ* oil sands development facilities that will produce between 70,000 and 150,000 barrels a day. Natural Resources Canada says that gasification of residues, such as the coke that the industry is currently storing at development sites, is probably one of the most promising technological developments for processing residue with no other use into synthetic natural gas. In fact, the gasification of coal and residues is not a new technology, but it has been improved over time to the point that it is now more commercially viable. Many say that it would reduce the environmental footprint of oil sands development because of the capacity to extract carbon dioxide and certain other atmospheric pollutants (particulates, NO_x and SO_x, etc.).⁶³

Another possible replacement for natural gas that was mentioned several times during the Committee's hearings is using nuclear energy to produce steam and electricity. The Committee heard from one of the proponents of this approach, Mr. Wayne Henuset of the Energy Alberta Corporation.⁶⁴ According to its proponent, nuclear energy has the advantage that it does not emit CO₂ and would be cost competitive with natural gas. If the regulatory process to authorize a CANDU 6 plant began in spring 2008, it would take another eight years, or until 2016, before it was fully operational. The energy produced by such a plant, which could produce some 740 megawatts of electricity, would be sold either through direct agreements with an off-taker or through an open bidding process.

⁶¹ University of Calgary, *Committee Evidence*, 7 December 2006.

⁶² Angus Bruneau, National Advisory Panel on Sustainable Energy Science and Technology, *Committee Evidence*, 7 December 2006.

⁶³ Howard Brown, Energy Sector Policy, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

⁶⁴ Wayne Henuset, Energy Alberta Corporation, *Committee Evidence*, 7 December 2006.

Some feel that the nuclear option has its share of drawbacks, and that is not even considering the question of how to manage the resulting radioactive waste. First, they point out the limitations on the distribution of hot water or steam over great distances. Thus, hot water could be sent over roughly 75 kilometres, but steam over only 25 kilometres. As well, it is estimated that a plant of roughly 600 megawatts could supply a processing plant producing 60,000 barrels of synthetic crude oil a day. Given that, it would take almost 20 reactors to meet the forecast production needs as of 2015.⁶⁵ For others, the main problem is that classic nuclear plants are too big for oil sands development and that smaller plants would have to be considered, on the order of 100 megawatts, a size better adapted to the characteristics and needs of individual oil sands development projects.⁶⁶ Others think that gasification technology, coupled with CO₂ capture and storage, is more competitive than nuclear energy for the oil sands. This is because it can generate hydrogen, which nuclear energy cannot do as cost effectively.⁶⁷

Based on the evidence heard, the Committee recommends specifically that Natural Resources Canada, together with its various partners, step up its R&D efforts to stimulate innovation in the area of replacing natural gas with clean sources as regards greenhouse gases in the extracting and processing of oil.

The Committee further recommends that the government implement a joint public/private task force to find solutions as quickly as possible to reduce the use of natural gas in oil sands production, thereby conserving this resource for a more valuable use.

Furthermore, the Committee recommends that no decision be made on using nuclear energy to extract oil from the tar sands until the repercussions of this process are fully known and understood.

The introduction of new technologies

The solution to many of the challenges facing the oil sands industry, such as replacing natural gas in extraction and processing, reducing emissions and reducing the impact on water, will require the development and introduction of new technologies in the relatively short term. As mentioned previously, a number of these technologies are now beyond the research stage and are already pilot projects or semi-commercial facilities. The Committee heard convincing and enthusiastic evidence about the technological

⁶⁵ Ibid.

⁶⁶ Michael Raymont, EnergyInet, *Committee Evidence*, 26 October 2006.

⁶⁷ David Keith, University of Calgary, *Committee Evidence*, 7 December 2006.

possibilities in the oil sands sector. Some experts say that technology will be able to solve many of the problems, if it is used properly and if the government sends the right signals. Technological innovation could be the key to increasing oil sands production in a responsible manner. However, some obstacles remain and will have to be overcome quickly, primarily with government support.

Some feel that the innovation system is not working: "We put billions of dollars into the front end of research and development, and we are not seeing the benefits coming out the back end." There are, the Committee was told, gaps in the main links of the "innovation chain," such as in the transition from basic R&D to implementation, by building a pilot plant or demonstration plant or doing marketing; these are the essential elements in the under-funded portion of the innovation chain. Ideally, it should be three parts private investment to one part public investment. In Canada, the ratio is 1.18 to 1; something must therefore be done to encourage the private sector to do more R&D and improve this ratio.⁶⁸ Representatives of the oil industry told the Committee that the energy sector as a whole currently spends \$720 million a year on R&D, all activities included.⁶⁹ More specifically, companies in the oil and gas sector invest only 0.36% of their revenues in research and development,⁷⁰ which represents less than a tenth of the Canadian industrial average.

This Committee is concerned that the public sector has borne too great a proportion of oil sands research and development in comparison to the private sector. This Committee therefore calls upon the industry to increase its commitment to research and development to meet the Canadian industrial average, and further calls upon the federal government to shift its research focus to emerging renewable and sustainable technologies.

While federal spending on research and development in the energy sector has declined by 70% from its peak during the 1980s,⁷¹ the federal government, and Natural Resources Canada in particular, are nevertheless active in energy R&D. In fact, Natural Resources Canada has very clear responsibilities regarding research, development and innovation and has been active in this area for many years, particularly through the network of the Canada Centre for Mineral and Energy Technology (CANMET). One of the three main centres in the Energy Technology and Programs Sector (CANMET-CTEC), the Devon centre in the Edmonton region has concentrated on oil sands and crude oil since 1995. The Devon Centre, which has 80 to 120 scientists and engineers depending

⁶⁸ Michael Raymont, Energylnet, *Committee Evidence*, 26 October 2006.

⁶⁹ Greg Stringham, Canadian Association of Petroleum Producers, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

⁷⁰ Report of the National Advisory Panel on Sustainable Energy Science and Technology.

⁷¹ David Keith, University of Calgary, *Committee Evidence*, 7 December 2006.

on the projects, works in close cooperation with the industry and universities to resolve various problems and help ensure that the oil sands are developed in a more responsible fashion. Natural Resources Canada spent a total of \$212.9 million on research and development in 2005-2006, including \$81.7 million for the energy sector. In other words, some 40% of total R&D spending went to energy, including a significant proportion to projects with an environmental bent.⁷² At the CANMET Centre in Devon, over 90% of the R&D work is related to the environmental aspects of the oil sands, the goal being to develop new technologies that consume less energy, require less water, produce fewer emissions, etc. Some of this technology is already at the implementation stage.⁷³

While there is diverse opinion on the future development potential of the oil sands, an important question is: can innovation and technology keep pace with the frantic growth and development of the oil sands sector? Of course, the investment in research and development is designed, in part, to improve environmental performance, but the industry is also looking for a cost payout. Take greenhouse gas emissions; the industry will be inclined to invest primarily in energy efficiency, rather than CO₂ capture and storage, which does not necessarily have an economic benefit. On the other hand, if there is a clear signal from the government and some form of cost accounting for emissions reductions, the dynamics of investment in research and innovation may quite likely change as a result.⁷⁴

Many of those who spoke before the Committee feel that the government has an obligation to share the risks of innovation and implementing new technologies. That does not necessarily mean that the government must itself be involved in every facet of technological innovation, but it must at least find solutions to ensure that the risks assumed by the private sector are mitigated by certain government actions. There is no question that the government must do something to encourage companies that want to begin using new technologies and that want to make long-term investments by reducing the obstacles to innovation as much as possible.

On the basis of the evidence heard, the Committee recommends that Natural Resources Canada acknowledge and follow up on the first two priorities identified in the Report of the National Advisory Panel on Sustainable Energy Science and Technology, that is, gasification technologies and CO₂ capture and storage technologies.

Moreover, recognizing that the federal government plays a recognized and indisputable role in R&D, the Committee recommends that it

⁷² Howard Brown, Energy Policy Sector, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

⁷³ Hassan Hamza, CANMET Centre - Devon, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

⁷⁴ Dan Woynillowicz, Pembina Institute, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

maintain its participation as it relates to the various facets of oil sands development.

Apart from R&D, some of the evidence presented to the Committee showed that there are serious shortcomings in Canada's innovation system. Concrete measures must be developed and implemented, particularly in the energy and environmental sectors.

Environmental impacts

Alongside the constraints and challenges being faced by the oil sands industry, environmental impacts represent an equally great, if not greater, challenge in terms of the development of this huge resource. The main environmental challenges are impact assessment, greenhouse gas emissions and other pollutants, water use and treatment, land reclamation, etc. Although some technical advances have been made, much remains to be done to reduce the impact of extracting and processing the oil sands.

1. Federal and Provincial Government Assessment Processes

As previously described under the heading of the respective roles of the federal and provincial governments in developing the Alberta oil sands, environmental issues are a shared jurisdiction whereas natural resource management is a provincial jurisdiction. One of the federal government's roles is to conduct environmental impact assessments for a number of environmental activities and aspects. Thus the triggers for federal involvement in environmental impact assessment for oil sands development projects relate to protection of the environment, waterways, fisheries and Indian lands.

When they appeared before the Committee, representatives of the Canadian Environmental Assessment Agency (CEAA) explained that at the federal level, responsibility for assessments rested with the authority responsible for the decision on the project under review. For oil sands development projects, it is mainly Fisheries and Oceans Canada and Transport Canada that intervene, whereas Environment Canada, Natural Resources Canada and Health Canada act as experts to contribute to the analysis process. In 1993, the federal government signed the "Canada-Alberta Agreement for Environmental Assessment Cooperation", under which a single joint assessment allows both authorities to discharge their legal obligations by pooling information required by the developer and to hold public hearings, where applicable. This form of "one-stop shopping" mainly prevents duplication, with each government retaining legislative authority in their areas of jurisdiction and remaining responsible for environmental assessment decisions.⁷⁵ At the provincial level, Alberta Environment and

⁷⁵ Canadian Environmental Assessment Agency, *Committee Evidence*, 5 December 2006.

the Alberta Energy Utilities Board contribute to this harmonization process in oil sands development projects.

According to the CEAA, the review of environmental impacts also includes the cumulative environmental impacts that the project, together with other projects or activities, may cause to the environment. It also factors in or recommends measures that are achievable both technically and economically to mitigate significant negative environmental impacts of a project. Under federal environmental assessment regulations, oil sands development projects of over 10,000 m³ per day are automatically subject to a comprehensive study, and if the Minister responsible requires, a review panel. To date, the Millennium Project was comprehensively studied in 1998, whereas the more recent Jackpine, Horizon, Kearl and Muskeg projects were assessed by a joint review panel. With the exception of the Kearl project, on which the panel is to report in March 2007, the Jackpine, Horizon and Muskeg projects all received the approval of the panels assigned the task of assessing them, but were subjected to a series of requirements and conditions such as monitoring fish and sedimentary organisms, as well as water quality and the health of Aboriginal populations affected by these projects.

Although the question of the cumulative impact of all oil sands development projects was taken into account in the federal and provincial assessment processes, hearings held by the Committee revealed a degree of perplexity among several stakeholders both about the role of each government authority and the comprehensiveness of this stage of the assessment process. Several witnesses suggested that in terms of the assessment of cumulative impacts, the authorities tended to give too much credence to others and hence to restrict their level of involvement in this area. Some felt that the scope of the assessments had been very narrow in the past, so much so that the federal government is not involved in an assessment process that would truly factor in all of the impacts, including transborder pollution, greenhouse gases, etc.⁷⁶ However, as Dr. Mary Griffiths of the Pembina Institute pointed out, "That's where the federal government still does have a role, and maybe it could exercise that role with more enthusiasm than has been apparent in the past. [...] At the moment, a lot of it is discretionary. Sometimes the Department of Fisheries and Oceans will not take such a powerful opportunity as they might, because of the discretion. I think there's been reluctance by the federal government to get too involved."⁷⁷

Part of the problem with assessing cumulative impacts probably stems from the existence of the Cumulative Environmental Management Association (CEMA), a multipartite, consensus-based organization of representatives from industry, environmental groups, Aboriginal peoples, and municipal, provincial and federal governments. The mandate of this broad group is to try to assess cumulative

⁷⁶ Dan Woynillowicz, Pembina Institute, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

⁷⁷ Mary Griffiths, Pembina Institute, *Committee Evidence*, 9 November 2006.

environmental impacts throughout the Wood Buffalo region. Some feel that one of the CEMA's problems is that it works within a multisectoral, multi-stakeholder mechanism that requires consensus.⁷⁸ Moreover, there is nothing to indicate that the CEMA has a legislative mandate, because it is a not-for-profit non-government organization that was established in June 2000 to provide a forum to various stakeholders who wanted to discuss development-related environmental problems with a view to resolving them.⁷⁹

Despite the CEMA's role and the important contribution of its work to date, the Committee's view is that its role is *complementary* to the legislative responsibilities of the federal and provincial governments with respect to the assessment of cumulative impacts.

In view of the level of development reached in the Wood Buffalo region and the many projects that are either already underway or planned, the Committee recommends that the federal government, working together with the Government of Alberta, undertake a comprehensive assessment of the cumulative impacts of oil sands development projects already underway and planned for the future. The Committee further recommends that the federal government, through in-house resources or through a specific mandate to an organization, conduct a full and detailed assessment of the socio-economic and environmental impacts of oil sands activities, analogous to the macroeconomic analysis conducted by the Canadian Energy Research Institute (CERI) to cover a 20-year period (2000-2020).

⁷⁸ Jim Vollmershausen, Mackenzie River Basin Board, *Committee Evidence*, 9 November 2006.

⁷⁹ Judy Smith, Cumulative Environmental Management Association (CEMA), *Committee Evidence*, 5 December 2006.

Moreover, this Committee calls upon the Government of Canada to employ existing legislation such as the *Canadian Environmental Protection Act* (CEPA) and the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEAA) in a more comprehensive way to address such environmental concerns as trans-boundary air pollution, greenhouse gas emissions, and harm to waterways and fisheries. Use of such legislation should, wherever possible, be done in cooperation with the province, and should respect areas of provincial jurisdiction.

In the fall of 2006 the Government of Alberta launched a multilateral consultation on the oil sands with the federal government as a participant. It has been argued that this constitutes a high-level regional environmental assessment on the basis of which the Alberta government is attempting to determine the impact of development in the northern part of the province. Clearly the findings of the research and consultations conducted by the Oil Sands Multi-stakeholder Committee would make a genuine contribution to an exhaustive assessment of the cumulative impacts of oil sands development projects.

2. Greenhouse Gas Emissions

The major environmental concern with respect to oil sands development, apart from issues related to the use of water, are greenhouse gas emissions and other pollutants. Indeed, increased production of bitumen and synthetic crude oil over the last decade has led to a substantial increase in emissions, making this industry sector the most rapidly growing source of emissions in the country. Scenarios in which production is scheduled to accelerate over the next 10 to 15 years are worrisome unless measures to reduce emissions are put in place.

Owing to the amount of energy required to extract bitumen from the oil sands and increase its quality in order to produce synthetic oil, the volume of pollution attributable to the greenhouse gases released per barrel is approximately three times higher for the oil sands than for the production of conventional oil. The production of greenhouse gases is not solely the result of heavy energy consumption, but also from the vapour released from solvents used to mobilize the oil. Some of these solvents act as a catalyst on global carbon dioxide emissions.⁸⁰ In view of the significant planned increases in oil sands production, this resource is the most rapidly growing source of greenhouse gas emissions. According to the Pembina Institute, the oil sands could account for half of the increase in greenhouse gas emissions in Canada between 2003 and 2010.⁸¹

⁸⁰ Hassan Hamza, CANMET Energy Technology Centre—Devon, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 19 October 2006.

⁸¹ Dan Woynillowicz, Pembina Institute, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

At the moment, the Pembina Institute estimates greenhouse gas emissions in 2005 at approximately 37 megatonnes, compared to 23 megatonnes in 2000; in fact, emissions have doubled since 1995.⁸² According to the NEB 2006 update, total emissions could reach 67 megatonnes per year by 2015—some say that this level will be reached by 2010—if production reaches 3 to 3.5 million barrels per day.

Significant progress has been made in reducing the intensity of greenhouse gas emissions by oil sands operators. Indeed, the intensity of greenhouse gas emissions per barrel of oil produced decreased by more than 20% between 2000 and 2005, but this was offset by the overall increase in production, as a result of which the total volume of greenhouse gases emitted into the atmosphere has continued to increase each year.⁸³ Even though the industry is continuing to improve the energy efficiency of its bitumen extraction and processing methods, including by reducing or replacing the use of natural gas, there appears to be agreement about the fact that it is essential to introduce CO₂ capture and storage technologies to reduce overall greenhouse gas emissions.

3. Carbon Dioxide Capture and Storage

The capture and storage of sulphur in treatment processes is already being successfully practised at a number of facilities, as evidenced by the huge piles of solid sulphur observed by members of the Committee at the Syncrude operations site. A number of observers feel that CO₂ capture and storage technologies have reached a level of maturity that would justify their use on a large scale. Nevertheless, some barriers remain to be overcome, both economically and technically.

According to Natural Resources Canada, there are now commercially viable CO₂ capture and underground storage processes because the underground storage of carbon dioxide increases the recovery rate of oil from wells, which largely offsets the additional cost. The Department has been working closely with several other government, industry and academic partners on in the Weyburn Saskatchewan International Energy Agency (IEA) project to monitor and store carbon dioxide, which is now in the second phase. This major project involves injecting a considerable quantity of carbon dioxide in the subsoil to significantly increase oil production. For this project, however, the CO₂ comes from U.S. coal gasification facilities in North Dakota, which is leading many observers to believe that the same could now be done in Alberta by capturing CO₂ from the oil sands.

In the specific case of the oil sands, the CO₂ capture technology already exists, but the gases emitted from the stacks are already at atmospheric pressure, and there is also the risk that compressing it into a usable form could produce CO₂; it is also a very costly process. In fact, the industry feels that it could cost \$50 to \$60 per tonne, and companies

⁸² According to data from the NEB and the Pembina Institute.

⁸³ Jim Donihee, National Energy Board, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

involved in enhanced oil recovery say that they cannot pay more than about \$20 to \$25 per tonne.⁸⁴ It is therefore necessary not only to improve CO₂ capture technology at source, but also to send large quantities to the sites where it will be used.

According to the NEB, a special dedicated CO₂ pipeline from Fort McMurray to major deposits of light oil or coal gas (natural gas) in central Alberta to encourage the capture, storage and use of large volumes of CO₂ is necessary to enhance the extraction of oil and gas, for example in the oil fields of Pembina or Midale (Williston Basin). There have been various proposals for the construction of such pipelines, including those from Penn West, Apache, and Kinder Morgan. Once the CO₂ has been transported to the emission sites where they would be used, there is a risk of rapidly reaching the usable capacity in the enhanced recovery of oil and natural gas deposits. The evaluation carried out by the Alberta Geological Survey reports the cumulative capacity of Western Canadian reserves at 3.2 Gt of CO₂ for gas deposits and 560 Mt for oil deposits.⁸⁵ That is why many studies have looked into various forms of straightforward CO₂ storage deep underground.

The UN Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) considers the capture and storage of CO₂ to be an interesting option among the mitigating measures to stabilize the concentration of greenhouse gas in the atmosphere. According to IPCC, current methods could capture from 85 to 95% of the CO₂ processed in a capture facility, but in order to do so, 10 to 40% more energy would be required to capture it and compress it. In the context of an in-depth analysis of CO₂ capture and storage techniques, and of sequestration options around the world, the IPCC found that deep saline aquifers were preferable because the carbon dioxide chemically changes with saline water, becoming denser and sinking to the bottom. So the risks of having any of it come back to the surface and presenting a hazard or contributing to greenhouse gas emissions again, would be very low.⁸⁶

According to various witnesses heard by the Committee, the geology of the western sedimentary basin would appear ideal for the permanent sequestration of CO₂, particularly in deep saline aquifers. However, this approach has a high cost to the industry; hence the urgent need to find mechanisms that would enable the private sector to internalize these external factors. The Pembina Institute is very interested in the potential represented by the capture and storage of CO₂. In a recent report⁸⁷ the Institute reports an analysis of what it would cost oil sands operators to make their development carbon neutral or to achieve zero net greenhouse gas emissions by 2020. According to

⁸⁴ Canadian Association of Petroleum Producers, *Committee Evidence*, 2 November 2006, and National Energy Board, 24 October 2006.

⁸⁵ Michael Raymont, EnergyInet, *Committee Evidence*, 26 October 2006.

⁸⁶ Dan Woynillowicz, Pembina Institute, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

⁸⁷ *Carbon Neutral by 2020: A Leadership Opportunity in Canada's Oil Sands*, Dan Woynillowicz, Pembina Institute, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

the Institute's estimates, it would cost between US\$1.76 and \$13.65 per barrel for carbon neutral production to be achieved, and this is without including the possible sources of revenue related to enhanced oil recovery or the likely cost reductions that would stem from improvements in technology after companies begin to use it.

The industry is showing a keen interest in this technology, as evidenced by the establishment in 2005 of the "Integrated CO₂ Network", or ICON Group, an alliance of 12 major Western oil and gas companies, to study a large-scale project on sequestration in geological formations (underground saltwater groundwater deposits and depleted oil and gas reservoirs). CO₂ captured and stored in this manner would not come solely from oil sands extraction processes, but also from coal, oil and natural gas electrical generating stations, in addition to refineries and other oil and gas processing centres. The group feels that the project being studied could store approximately 20 megatonnes of CO₂ per year, but adds that the main barrier to the implementation of the technology is the high cost, estimated at between \$30 and \$50 per tonne of CO₂. The evidence heard by the Committee made it clear that the industry was not prepared to assume the costs of implementing the CO₂ capture and storage technology by itself. The industry believes it essential to establish a mechanism to encourage the implementation of such technologies, whether through grants, the sale of carbon credits or any other analogous mechanisms.⁸⁸

Furthermore, alongside the introduction of CO₂ capture technologies, the sequestering of atmospheric CO₂ in forests and underground ought not to be neglected. As the representative of the BIOCAP Canada Foundation argued, it has been estimated that at least 30 million tonnes of CO₂ equivalents could be stored in this way by 2050.⁸⁹

The Committee therefore recommends that the Government of Canada continue to fund government, university and industrial research into important carbon sequestration measures such as improved forest management, agricultural and landfill practices, the use of algae, and the use of biomass as fuel.

In addition, the Committee strongly endorses the goal of the Pembina Institute that the oil sands should become carbon neutral by 2020 through the adoption of new technologies such as carbon capture and sequestration, and/or through the purchase of offsetting carbon credits. Furthermore, this Committee believes that being able to sell a "carbon neutral" barrel of oil will help the industry to maintain access to markets where there is concern about greenhouse gas emissions.

⁸⁸ "Integrated CO₂ Network" (ICON Group), *Committee Evidence*, 12 December 2006.

⁸⁹ David Layzell, BIOCAP Canada Foundation, *Committee Evidence*, 12 December 2006.

The Committee further recommends that the federal government introduce a regulatory framework that would place constraints requiring the industry to introduce technologies to drastically reduce greenhouse gas emissions, along with mechanisms such as emission credits trading, as incentives for financing these technologies.

Moreover, the Committee believes that any future expansion of oil sands development should be done in a way that it does not jeopardize Canada's international Kyoto obligations on GHG emissions and climate change. We call upon the federal government, in keeping with an emissions reduction strategy for large final emitters, to introduce hard emissions caps for the oil sands for 2008 to 2012, 2020 and 2050, based on absolute levels and not based on "intensity."

Not everyone shares the same vision about who should pay for the capture and storage of CO₂. Some argue that in view of the oil and gas industry's record profits in 2005, and the capacity for innovation in terms of technology and performance, it has demonstrated in the past that it could cope with economic and environmental challenges, and therefore that the industry has no choice but to meet the challenge of CO₂ sequestration and storage. Many of the witnesses heard by the Committee also mentioned the accelerated capital cost allowance available to the oil sands industry.

4. Fiscal Treatment of the Oil Sands

The Government of Canada does not directly subsidize oil sands activities. It does however assist the industry by providing tax incentives that encourage investment and development. The Committee heard convincing testimony that capital investments in oil sands mines and *in situ* oil sands projects are treated preferentially relative to the broader energy sector. In particular, oil sands investments benefit from the *accelerated* capital cost allowance, similar to mining operations.

The capital cost allowance (CCA) is a non-refundable tax deduction that reduces taxes owed by permitting the cost of business-related assets to be deducted from income over time. CCA rates are generally set to reflect the economic life of assets. Most capital assets used in the extraction and processing of conventional oil and gas can be deducted at a rate of 25% per year on a declining balance basis.⁹⁰

⁹⁰ This method involves applying the CCA rate to the undepreciated capital cost of an asset, or group of assets from the same class, at the end of each year.

Oil sands investments, however, benefit from an accelerated capital cost allowance rate of 100%. In practice this means that no federal corporate income taxes are paid on the income that flows from new oil sands projects until all eligible capital costs associated with those projects are first written off for income tax purposes. It is important to recognize that accelerating the capital cost allowance for oil sands investments results in a deferral of taxes payable. It does not change the overall level of tax that is payable. The tax expenditure then is the cost to the federal government of having taxpayers claim deductions sooner rather than later. In other words, the tax expenditure is a function of the time value of money. But by allowing oil sands capital investments to be depreciated in this accelerated manner, the federal government is providing an important stimulus for investing in the oil sands and deferring tax revenue in a temporary manner.

The Committee therefore recommends that the government of Canada eliminate the accelerated capital cost allowance currently applicable to the oil sands industry in order to place it on an equal footing with the broader oil and gas industry.

5. Use of Water

Fort McMurray and the Athabasca River are part of the vast watershed of the Mackenzie River, which covers an immense area of 1.8 million square kilometres, or one sixth of Canada's surface area. However, the population is only 360,000. Unlike most of the major river basins of the world, where development and populations are found mainly downstream, close to the mouths of the rivers, the development of the Mackenzie basin is occurring upstream. The Wood Buffalo and Fort McMurray region is without a doubt the region undergoing the most intensive development in recent years.

Generally speaking, the use of water in the oil sands has become an issue because of the large quantities of water required to extract and process bitumen. And yet, the Pembina Institute was also keen to point out that oil sands mining—the most visible of the oil sands activities—which has a very strong impact on rivers and wetlands, first requires that wetlands be drained before removing the surface layers to expose the bitumen. Likewise, the bottom aquifer, which is the layer of water below the bitumen, must also be drained to avoid flooding the mines. This procedure can therefore lead to a considerable reduction in the amount of water and surface area of wetlands in the region.

Nevertheless, according to the Institute, the most water is used by the processes that extract bitumen from the sands and that produce synthetic crude oil. In fact, although bitumen only accounts for approximately 10 to 12% of the total quantity of mined material, two to four and a half barrels of water are nevertheless required, even with water

recycling, to produce one barrel of synthetic crude.⁹¹ Most—two thirds in fact—of all water removed from the Athabasca River is for oil sands recovery; hence its enormous importance in supplying water to the industry. For example, it has been estimated that operations currently under way use as much water as the City of Calgary, which has a population of approximately one million.⁹² If projects that are at the planning stage are added to the existing projects, then the amount of water used would be approximately the same as for the City of Toronto, and this is only for oil sands mining operations. Also according to the Pembina Institute, less than 10% of this water is returned to the Athabasca River and people are wondering whether there is enough water in the river to provide the flow required to keep the aquatic ecosystem healthy, particularly in view of the very low flow rate in winter which can vary significantly from one year to the next.

In view of the inability of the Cumulative Environmental Management Association (CEMA) to determine the flow requirements for the river prior to January 2006, the Alberta Department of the Environment had to establish a provisional framework for flow requirements and water management over the lower portion of the Athabasca River. The framework established a number of flow thresholds, potential environmental impacts and management requirements, but it has not yet been implemented. The most recent draft, dated July 10, 2006, to which Fisheries and Oceans Canada contributed, is considered inadequate by Aboriginal and environmental groups because the framework would still allow the removal of water from the Athabasca River, even when there is a serious risk involved. New water allocation decisions could well be taken even though no sound water management framework is yet in place.

Some are also worried by the impact of drainage from the Athabasca River into the Peace River and Athabasca River delta, the largest boreal delta in the world and one of the largest nesting and rest areas for waterfowl in North America. According to the Pembina Institute, "More research is needed to determine how the oil sands activities actually impact on the ecosystem and also on the aboriginal fishing in the delta."⁹³

In addition to the removal of water from the Athabasca River, the issue of residual water remains a concern to a number of witnesses heard by the Committee. According to Dr. Mary Griffiths of the Pembina Institute, only a small percentage of the water taken from the Athabasca River would be returned to it, with most of the water diverted to tailings ponds. Some people argue that it is difficult to talk about tailings ponds because the tailings catchment area covers approximately 50 km² (5,000 hectares).⁹⁴ The National Energy Board also considers tailings management a major challenge, because once the

⁹¹ NEB, *Canada's Oil Sands: Opportunities and Challenges to 2015: An Update, An Energy Market Assessment*, June 2006.

⁹² Twice as much if the projects that have been approved are added.

⁹³ Mary Griffiths, Pembina Institute, *Committee Evidence*, 9 November 2006.

⁹⁴ Ibid.

bitumen has been separated out, much of the water becomes contaminated with residual sand and bitumen as well as related contaminants. Specialists from the CANMET Energy Technology Centre in Devon have described the process as follows:

The problem is that while the sand in the waste stream settles rapidly when it's dumped into the pond, the clay stays suspended, and over about three years it forms a thin sludge called mature fine tails, which is why they're called tailings ponds. This is about the consistency of ketchup, and it doesn't settle any further. The water in these ponds is much saltier than river water, and it is toxic, due to the presence of naphthenic acids, although this toxicity does disappear with time, as natural bacteria break down the naphthenic acid molecules, usually over one or two years.⁹⁵

It is therefore essential that water from the tailings ponds does not get into the groundwater or the soil. The introduction of new technologies designed to reduce the volume of water used in bitumen extraction is therefore key. For about 15 years now, the CANMET Energy Technology Centre in Devon has done a great deal of research into tailings. For example, it made an active contribution to the "Fine Tails Fundamental Consortium", a joint initiative over five years at \$3.8 million per year, which resulted in a method for treating composite tailings that produce mud with a lower water content. Experiments on consolidated tailings did succeed in the reclamation of approximately ten hectares on which a few plants are growing, but could not guarantee the rehabilitation of the boreal forest and natural peat bogs that were there prior to development. As to the use of bitumen extraction processes that produce composite tailings or dry tailings, Mary Griffiths of the Pembina Institute noted that it may take until the year 2030 before any breakthroughs are made or any alternatives to bitumen extraction using water.⁹⁶

The issues are somewhat different for *in situ* oil sands operations. Although these at the moment account for only a third of bitumen production in Alberta, these methods will certainly increase gradually in the longer term because a high percentage of bitumen is located too deep for mining. According to NEB baseline forecasts, net volumes of bitumen produced by open pit mining, *in situ* thermal separation and *in situ* non-thermal primary recovery will respectively account for 52%, 44% and 4% of production by 2015.⁹⁷ *In situ* production uses a great deal of water to produce the steam that is injected into the bitumen to heat it and soften it so that it can be pumped to the surface. However, the water used for this purpose comes mainly from underground saline phreatic water and soft groundwater at low depth. The problem is that knowledge of the aquifers is still very still fragmentary, not only in Canada but in Alberta as well—with the possible exception of the Paskapoo aquifer, which is what has led the Pembina Institute to say that we do not

⁹⁵ Margaret McCuaig-Johnston, Energy Technology and Programs Sector, Natural Resources Canada, Committee Evidence, 9 November 2006.

⁹⁶ Mary Griffiths, Pembina Institute, Committee Evidence, 9 November 2006.

⁹⁷ NEB, *Canada's Oil Sands: Opportunities and Challenges to 2015: An Update, An Energy Market Assessment*, June 2006.

have enough baseline data to be able to determine the impact of *in situ* operations on groundwater. In view of the significant drainage that would be required for wetlands prior to mining, and potential climate changes, there are serious concerns about the rate at which shallow soft water aquifer levels can be restored. The Geological Survey of Canada, which falls under the Department of Natural Resources, has conducted in-depth research and done detailed mapping of the whole Northern Alberta area in order to acquire a better understanding of what is happening with aquifers and groundwater. However, it is the provinces' responsibility to supervise and monitor groundwater.

The Committee therefore recommends that Natural Resources Canada, through the Geological Survey of Canada, and working together with the province, ramp up and accelerate work on research into aquifers in Alberta, particularly in the current and potential oil sands operations areas.

Pilot projects to reduce the use of water have attempted to use a mixture of solvents and steam. The "toe to heel air injection" (THAI) process that burns the bitumen *in situ* to heat it up, and then uses the heat from the residual burn to heat up adjacent bitumen, which melts. However, it is still too early to establish whether these techniques can be used.

The water recycling rates from oil sands extraction and treatment processes varies from 50 to 80% in mining operations and can reach as high as 90% and over in *in situ* recovery when the water is treated to make dry saline waste and cleaner water for steam generation.⁹⁸ The industry has certainly made significant progress in reducing its use of water. For example, Suncor has doubled production over the past five years without increasing its water consumption.⁹⁹ Similarly, Syncrude has reduced its water consumption by 60% since the early 1980s through, for example, the on-going implementation of better ways of recycling, monitoring, maintaining and retrofitting equipment. Syncrude now imports 2.3 cubic metres of water from the Athabasca River per cubic metre of crude oil produced, which is less than half of the industry average and the lowest water intake rate in the oil sands industry. At Syncrude's operations, every cubic metre of imported water is recycled 18 times.¹⁰⁰ As explained during the Committee's visit of Syncrude facilities in November 2006, such achievements in water recycling are possible since the company has had years to fill out its retention ponds from which it then takes used water for certain processes. New projects rely to a greater

⁹⁸ Margaret McCuaig-Johnston, Energy Technology and Programs Sector, Natural Resources Canada, *Committee Evidence*, 9 November 2006.

⁹⁹ Gordon Peeling, Mining Association of Canada, *Committee Evidence*, 31 October 2006.

¹⁰⁰ Don Thompson, Syncrude, *Performance & Potential: Report Card on Syncrude's Management of Environmental & Socio-Economic Issues*, Presentation before the Committee in Fort McMurray, 20 November 2006.

degree on water taken from the Athabasca River, at least until sufficient quantities of water have accumulated in associated retention ponds and can then be recycled.

Real progress has been made by the industry, but in view of the pace of development being considered, the Athabasca River basin could encounter serious problems unless there is a radical change in technology in terms of water use. One promising example of a technology that uses virtually no water and less energy is the THAI process, mentioned by Dr. Michael Raymont. It uses underground combustion that is initially started by combustion gas and then carried along by air injection to improve the viscosity of the oil sands and make it possible to collect the bitumen through an underground pipe before pumping it to the surface.¹⁰¹

The evidence heard by the Committee clearly shows that the water issue remains crucial at several levels when it comes to developing the oil sands. The Committee is concerned about the impact of current and projected oil sands activity on water systems of the Athabasca River basin. It believes that it is imperative to reduce water consumption, and to deal with the processing of toxic wastewater in order to re-use it in industrial processes before returning it to the river. These are enormous challenges to the industry and to researchers.

Therefore, the Committee recommends that the federal government work together with its partners in the Governments of Alberta, Saskatchewan and the Northwest Territories, universities and industry to step up research in order to:

- **determine the true impact of oil sands activity on the Athabasca River ecosystem, as well as on Aboriginal fisheries in the Peace and Athabasca river delta;**
- **accelerate the treatment of toxic wastewater that has accumulated in the retention ponds so that these waters can be re-used in industrial processes and ultimately returned to the river; and,**
- **accelerate the introduction of technologies that will radically reduce the use of water in bitumen extraction and treatment processes.**

¹⁰¹ Michael Raymont, EnergyInet, *Committee Evidence*, 26 October 2006.

6. Land Reclamation

The very nature of oil sands means that developing them, whether by mining or the *in situ* method, causes incredible disruption to land and landscape over immense areas. For oil sands mining, the forest needs to be cleared and the covering layer of earth removed before the sands can be excavated. Estimates show that the disturbed area could be as extensive as 3,000 km². For *in situ* operations, landscape degradation may appear less severe, but the need to dig several wells and to build roads, pipelines and transmission lines requires the clearing of a considerable portion of the boreal forest. The impact on the landscape may seem to be less drastic, but the most serious impact is the fragmentation of habitat for both flora and fauna. This form of development could affect tens of thousands of square kilometres of boreal forest over the long term.¹⁰²

Therefore, the Committee recommends that the federal government, in partnership with the provincial government, assess the impact of all oil sands development projects on the boreal forest, and that it consider the introduction of compensatory conservation methods for the creation of protected areas in the region surrounding the oil sands, as well as in the broader region of the Mackenzie River watershed.

Under Alberta legislation, oil sands developers, in order to obtain the required permits, need to conduct an environmental impact study of their project and submit a detailed land reclamation plan to be implemented once the extraction of bitumen has been completed. Generally speaking, land reclamation means returning the layer of arable land after setting it aside prior to operations—and revegetating with trees, shrubs and other plants indigenous to the region. The process takes many years. Companies that conduct oil sands mining operations are also required to pay a performance bond equivalent to the cost of future land reclamation work.

Suncor and Syncrude have been pioneers in land reclamation, with Suncor beginning its reclamation activities in the 1960s. It is nevertheless a slow and long-term process because of the challenges involved. Fewer than 1,000 hectares of land have been rehabilitated by Suncor, and 4,500 hectares by Syncrude, which anticipates that work will have to be spread over 50 years to meet government requirements. A company official testified that Syncrude has made steady progress in recent years:

¹⁰² Bruce Friesen, Syncrude, and Alan Young and Matt Carlson, Canadian Boreal Initiative, *Committee Evidence*, 28 November 2006.

To summarize, at the Syncrude Mildred Lake site we are already reclaiming land more rapidly than we're disturbing land. We are drawing down the footprint of that site. At the pace we're currently reclaiming land, 260 hectares, about one square mile last year, we have about 50 years of work ahead of us. We have about 30 years of mining at that site, and after mining is finished, the reclamation has to be completed, perhaps another five or ten years' work. So it's a 35 or 40-year project. Working at the current pace, we'd get it done in 50 years. We really should pick up the pace a bit, but only a bit. We're pretty well where we ought to be.¹⁰³

For the time being, no certification from the Government of Alberta has been requested or granted for land reclamation; once certified, these lands would become public property once again. The Government of Alberta estimates that approximately 42,000 hectares of land have thus far been altered by oil sands mining.

Despite all the efforts and money spent by the industry in the field and on research, not everyone shares its optimism. Some feel that there has not yet been sufficiently large-scale reclamation to demonstrate that it is possible to restore diversified boreal ecosystems. There are also fears that once the groundwater and surface water circulates in rehabilitated areas where solidified residues have been incorporated into the landscape, there will be a risk of various toxic substances being released. There are therefore questions about the repercussions with respect to the long-term ecological viability of these sites after they are considered to have been rehabilitated. Fears have also been expressed about mature fine tails, because we do not yet know enough about how they can be effectively managed over the long term. At the moment, these sludges, which contain residual toxins, sink to the bottom of what is called kettle lakes, the water in which could flow into the Athabasca River. Some observers feel that oil sands are being developed over vast land areas without any demonstration of the effectiveness of reclamation methods.¹⁰⁴

While acknowledging the major commitment made by the CANMET Devon Centre to research reclamation issues, the Committee believes it is incumbent upon the industry itself to take the lead and to accelerate research and action in land reclamation, particularly with respect to the potential toxicity of tailings and water.

Social issues

Oil sands development produced unprecedented economic growth in the vast Fort McMurray region. There was no way to have predicted such rapid growth in development

¹⁰³ Bruce Friesen, Syncrude, *Committee Evidence*, 28 November 2006.

¹⁰⁴ Dan Woynillowicz, Pembina Institute, *Committee Evidence*, 2 November 2006.

projects since the end of the 1990s. In 1995, it was estimated that the very ambitious production target of a million barrels a day would be reached around 2020; it was in fact reached in 2004, 16 years ahead of schedule. While such a production level has a major economic impact on the region and Canada as a whole, it has also created equally significant upheavals on a municipal and social level. What is more, oil sands development is occurring in a region with a major Aboriginal presence.

1. Impact of oil sands activities on First Nations

The development of the oil sands has brought about an unprecedented economic boom to the Wood Buffalo region of Alberta. First Nations have been able to carve out some benefits from this economic activity. For example there are now employment and business opportunities for Aboriginal peoples where none existed previously. Some companies, such as Syncrude, are making a concerted effort to reach out to Aboriginal peoples and support their involvement in the oil sands industry. In 2005, the industry spent \$310 million in contracts to source goods and services within aboriginal businesses.

Unfortunately, the economic benefits that flow from the oil sands are not evenly distributed, and many residents of First Nations communities continue to live in poverty in spite of the region's tremendous wealth. The Committee heard poignant testimony to that effect from Pat Marcel, chair of the Athabasca Chipewyan First Nation elder's Committee. Mr. Marcel pointedly explained to the Committee that poverty persists in the Wood Buffalo region despite the billions in investments and rising oil revenues:

"[N]ear Canada's Athabasca oil sands, where purchases are measured in the billions and the average annual salary is approaching six figures, there is a group of people living as if they live not in Canada, but in a third-world country. To be clear, our elders are struggling to put food on the table while industry is getting their approvals and government is getting billions in royalties from our traditional lands."¹⁰⁵

Mr. Marcel stated that the oil sands activities are also jeopardizing the traditional ways of the region's Aboriginal inhabitants and possibly endangering their health. Oil sands mining and *in situ* projects are taking up ever larger portions of First Nations' traditional territories and disrupting the landscape and ecosystem from which First Nations traditionally sustain themselves. There is also evidence that the Wood Buffalo region is increasingly polluted, such that the Aboriginal inhabitants "are afraid to eat the traditional foods that have sustained us for thousands of years."¹⁰⁶

¹⁰⁵ Pat Marcel, *Committee Evidence*, 23 November 2006.

¹⁰⁶ Ibid.

While Aboriginal peoples in the Wood Buffalo region are deriving some economic benefits from oil sands activities, it is not clear whether such benefits compensate for the long-term social and environmental impacts of this very rapid industrialization. The Committee heard Mr. Marcel's plea "not to forget the people whose land it is they're getting the tar sands from and all the development there. They're my traditional lands."¹⁰⁷

This Committee endorses the plea of Pat Marcel not to forget the aboriginal peoples in the Wood Buffalo region whose traditional lands are impacted by oil sands development. The Committee strongly encourages industry and government to continue and expand consultations with residents, both aboriginal and non-aboriginal, whose communities are affected by these developments. Further, the Committee recommends that the federal government take necessary measures to improve living conditions for the aboriginal communities whose way of life has been impacted by extensive oil production on their traditional lands.

2. Social impact of oil sands activities

Just like the economic and environmental considerations, the local and social aspects also pose problems and enormous challenges for the communities at the heart of oil sands development. In addition to the labour availability issues raised earlier, there are equally important issues of the local infrastructure and social services that are often related intrinsically to other facets of the region's frenetic development. The Committee heard a great deal of evidence that provides perspective on the extent of the problems encountered in the Regional Municipality of Wood Buffalo.

The Regional Municipality of Wood Buffalo, which includes the town of Fort McMurray, has a population of over 80,000—not counting a shadow population estimated to be between 10,000 and 12,000—while the municipal development plan assumes a population of 52,000 in Fort McMurray. If the rate of growth continues for the next six years, a conservative estimate, it would mean that the population of Fort McMurray could almost double by 2012. The projects in recent years and those approved for the next few years thus exceed all the forecasts made in the municipality's plans, as was made clear by the Mayor of the Regional Municipality of Wood Buffalo:

¹⁰⁷ Ibid.

[...] we're spending \$160 million for a new waste water treatment plant that's going to open with an immediate need for expansion, and we're currently exceeding our production capacity. We have \$40 million for an expansion to the water treatment plant, which will reach capacity next year; \$107 million for a MacDonald Island recreation centre redevelopment; \$24 million for new landfill; and \$51 million for a new RCMP facility, and that budget, in fact, started at \$30 million for two facilities, not just one.¹⁰⁸

In addition, rental costs are the highest in Canada and real-estate costs are the highest in Alberta. It currently costs around \$485,000 for an average single-family home in the Fort McMurray region. The supply of new houses is considerably delayed by the lack of land and the shortage of construction workers. The regional municipality is experiencing traffic jams worthy of one of the country's major cities because of the lack of either public or private transportation infrastructures adapted to the new needs created by the rapid increase in activities.

Mayor Blake stated that, on a social level, the health-care system requires a 100% increase in the number of resident doctors, a new funding formula, a new continuous care facility and 150 additional staff members. The municipality needs more schools, more teachers and more educational resources, while the social programs, services and facilities do not meet current needs for daycare, substance abuse, domestic violence and homelessness services.

According to the NEB, \$1.2 billion in capital spending will be needed over the next five years to meet all of the region's public infrastructure needs.¹⁰⁹ The Mayor of the Regional Municipality of Wood Buffalo says that the municipality's capacity to respond to the basic infrastructure needs is stretched beyond its limits given the current pace of oil sands development. Without additional assistance, this simple reality threatens the sustainability of oil sands development. The problems and challenges are so great that the Council of the Regional Municipality of Wood Buffalo is now considering a delay in, but not a moratorium on, some oil sands development projects until adequate mechanisms can be established to ensure responsible development that benefits the people of Wood Buffalo, Alberta and Canada.¹¹⁰

The Committee was able to see the extent to which the accelerated development of the oil sands has had an impact on the Wood Buffalo region and how urgent it is to find adequate, concerted responses to the local and social problems created by the region's excessively quick growth. If it deems it advisable, the Government of Alberta

¹⁰⁸ Melissa Blake, Regional Municipality of Wood Buffalo, *Committee Evidence*, 23 November 2006.

¹⁰⁹ Jim Donihee, National Energy Board, *Committee Evidence*, 24 October 2006.

¹¹⁰ Melissa Blake, Regional Municipality of Wood Buffalo, *Committee Evidence*, 23 November 2006.

can work with the federal government and the Regional Municipality of Wood Buffalo to explore the best means available to them to improve the urban and social infrastructures that will be required in the long term to ensure the development of the oil sands and the well-being of the local populations.

CONCLUSION

The oil sands are an important economic and strategic advantage for Canada. The development of the industry has had positive economic repercussions in Alberta and, indeed, elsewhere in Canada. The rapid expansion of oil sands activities, however, has also given rise to a number of important challenges. Concerns about cost increases, labour shortages, greenhouse gas emissions, the growing use of precious natural gas, water use, cumulative environmental impacts and social impacts, have yet to be adequately addressed by the relevant levels of government.

It is clear to this Committee that stakeholders, including the federal government, must focus their efforts to address these important issues. A “business-as-usual” approach to the development of the oil sands is not sustainable. The time has come to begin the transition towards a clean energy future.

The development of the oil sands is a great Canadian technological and economic achievement. With the right mix of innovative policies and technologies, Canada could harness the energy that the oil sands offer and minimize the social and environmental impacts of oil sands activities, thus making the oil sands part of a clean energy future.

APPENDIX

Major greenhouse gas emitters—2004

Country	Greenhouse gas emissions (CO ₂ equivalent)	Percentage of total emissions
United States	7,068 Mt	23.9%
European Community	4,228 Mt	14.3%
China (1994)	4,057 Mt	13.7%
Russia	2,024 Mt	6.8%
Japan	1,355 Mt	4.6%
India (1994)	1,214 Mt	4.1%
Canada	758 Mt	2.6%
Australia	529 Mt	1.8%
WORLD TOTAL	29,600 Mt	

Source: United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2005 and 2006 (http://unfccc.int/ghg_emissions_data/predefined_queries/items/3841.php).

Greenhouse Gas Emissions per Capita—2000

Country/Pays	GHG Emissions (tonnes CO ₂ equivalent)	World Rank
Qatar	67.9	1
United Arab Emirates	36.1	2
Kuwait	31.6	3
Australia	25.6	4
Bahrain	24.8	5
United States	24.5	6
Canada	22.1	7
Brunei	21.7	8
Luxembourg	21.0	9
Trinidad & Tobago	19.3	10
Russia	13.2	22
EU-25	10.5	37
Japan	10.4	39
China	3.9	99
India	1.9	140

Source: Kevin A. Baumert, Timothy Herzog and Jonathan Pershing, *Navigating the Numbers – Greenhouse Gas Data and International Climate Policy*, World Resources Institute, 2005, Chapter 4: Per Capita Emissions.

LIST OF RECOMMENDATIONS

RECOMMENDATION 1: (p. 14)

With respect to the role of governments, the Committee recommends that the federal government, specifically the Department of Natural Resources, base all of its actions in the area of oil sands development on sustainable development and polluter-pays principles.

RECOMMENDATION 2: (p. 14)

The committee also recommends that the federal government recognize the jurisdiction of the provinces with respect to the pace of development in the oil sands, and that it reject any suggestions of nationalizing the oil sands.

RECOMMENDATION 3: (p. 23)

Based on the evidence heard, the Committee recommends that the federal government, in cooperation with the Government of Alberta, renew efforts to fill the shortages of specialized and non-specialized workers in the oil sands sector.

RECOMMENDATION 4: (p. 23)

The Committee recommends that the Department of Natural Resources carry out a study and propose a human resources action plan to retain experts within the Department and mitigate the brain drain to the oil and gas industry. The Committee recommends that the federal government, and Natural Resources Canada in particular, develop and implement measures to ensure that the highly qualified scientific personnel needed to carry out its mission and its various mandates are retained and replaced when they leave.

RECOMMENDATION 5: (p. 28)

Based on the evidence heard, the Committee recommends specifically that Natural Resources Canada, together with its various partners, step up its R&D efforts to stimulate

innovation in the area of replacing natural gas with clean sources as regards greenhouse gases in the extracting and processing of oil.

RECOMMENDATION 6: (p. 28)

The Committee further recommends that the government implement a joint public/private task force to find solutions as quickly as possible to reduce the use of natural gas in oil sands production, thereby conserving this resource for a more valuable use.

RECOMMENDATION 7: (p. 28)

Furthermore, the Committee recommends that no decision be made on using nuclear energy to extract oil from the tar sands until the repercussions of this process are fully known and understood.

RECOMMENDATION 8: (p. 29)

This committee is concerned that the public sector has borne too great a proportion of oil sands research and development in comparison to the private sector. This committee therefore calls upon the industry to increase its commitment to research and development to meet the Canadian industrial average, and further calls upon the federal government to shift its research focus to emerging renewable and sustainable technologies.

RECOMMENDATION 9: (p. 30)

On the basis of the evidence heard, the Committee recommends that Natural Resources Canada acknowledge and follow up on the first two priorities identified in the Report of the National Advisory Panel on Sustainable Energy Science and Technology, that is, gasification technologies and CO₂ capture and storage technologies.

RECOMMENDATION 10: (p. 31)

Moreover, recognizing that the federal government plays a recognized and indisputable role in R&D, the Committee feels that it must maintain its participation as it relates to the various facets of oil sands development.

RECOMMENDATION 11: (p. 33)

In view of the level of development reached in the Wood Buffalo region and the many projects that are either already underway or planned, the Committee recommends that the federal government, working together with the Government of Alberta, undertake a comprehensive assessment of the cumulative impacts of oil sands development projects already underway and planned for the future. The Committee further recommends that the federal government, through in-house resources or through a specific mandate to an organization, conduct a full and detailed assessment of the socio-economic and environmental impacts of oil sands activities, analogous to the macroeconomic analysis conducted by the Canadian Energy Research Institute (CERI) to cover a 20-year period (2000-2020).

RECOMMENDATION 12: (p. 34)

Moreover, this Committee calls upon the Government of Canada to employ existing legislation such as the Canadian Environmental Protection Act (CEPA) and the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA) in a more comprehensive way to address such environmental concerns as trans-boundary air pollution, greenhouse gas emissions, and harm to waterways and fisheries. Use of such legislation should, wherever possible, be done in cooperation with the province, and should respect areas of provincial jurisdiction.

RECOMMENDATION 13: (p. 37-38)

The Committee therefore recommends that the Government of Canada continue to fund government, university and industrial research into important carbon sequestration measures such as improved forest management, agricultural and landfill practices, the use of algae, and the use of biomass as fuel.

RECOMMENDATION 14: (p. 38)

In addition, the Committee strongly endorses the goal of the Pembina Institute that the oil sands should become carbon neutral by 2020 through the adoption of new technologies such as carbon capture and sequestration, and/or through the purchase of offsetting carbon credits. Furthermore, this committee believes that being able to sell a “carbon neutral” barrel of oil will help the industry to maintain access to markets where there is concern about greenhouse gas emissions.

RECOMMENDATION 15: (p. 38)

The Committee further recommends that the federal government introduce a regulatory framework that would place constraints requiring the industry to introduce technologies to drastically reduce greenhouse gas emissions, along with mechanisms such as emission credits trading, as incentives for financing these technologies.

RECOMMENDATION 16: (p. 38)

Moreover, the Committee believes that any future expansion of oil sands development should be done in a way that it does not jeopardize Canada’s international Kyoto obligations on GHG emissions and climate change. We call upon the federal government, in keeping with an emissions reduction strategy for large final emitters, to introduce hard emissions caps for the oil sands for 2008 to 2012, 2020 and 2050, based on absolute levels and not based on “intensity.”

RECOMMENDATION 17: (p. 39)

The Committee therefore recommends that the government of Canada eliminate the accelerated capital cost allowance currently applicable to the oil sands industry in order to place it on an equal footing with the broader oil and gas industry.

RECOMMENDATION 18: (p. 42)

The Committee therefore recommends that Natural Resources Canada, through the Geological Survey of Canada, and working together with the province, ramp up and accelerate work on research into aquifers in Alberta, particularly in the current and potential oil sands operations areas.

RECOMMENDATION 19: (p. 44)

Therefore, the Committee recommends that the federal government work together with its partners in the Governments of Alberta, Saskatchewan and the Northwest Territories, universities and industry to step up research in order to:

- determine the true impact of oil sands activity on the Athabasca River ecosystem, as well as on Aboriginal fisheries in the Peace and Athabasca river delta;
- accelerate the treatment of toxic wastewater that has accumulated in the retention ponds so that these waters can be re-used in industrial processes and ultimately returned to the river; and,
- accelerate the introduction of technologies that will radically reduce the use of water in bitumen extraction and treatment processes.

RECOMMENDATION 20: (p. 44)

Therefore, the Committee recommends that the federal government, in partnership with the provincial government, assess the impact of all oil sands development projects on the boreal forest, and that it consider the introduction of compensatory conservation methods for the creation of protected areas in the region surrounding the oil sands, as well as in the broader region of the Mackenzie River watershed.

RECOMMENDATION 21: (p. 46)

While acknowledging the major commitment made by the CANMET Devon Centre to research reclamation issues, the

Committee believes it is incumbent upon the industry itself to take the lead and to accelerate research and action in land reclamation, particularly with respect to the potential toxicity of tailings and water.

RECOMMENDATION 22: (p. 47)

This Committee endorses the plea of Pat Marcel not to forget the aboriginal peoples in the Wood Buffalo region whose traditional lands are impacted by oil sands development. The Committee strongly encourages industry and government to continue and expand consultations with residents, both aboriginal and non-aboriginal, whose communities are affected by these developments. Further, the committee recommends that the federal government take necessary measures to improve living conditions for the aboriginal communities whose way of life has been impacted by extensive oil production on their traditional lands.

LIST OF WITNESSES

Organizations and Individuals	Date	Meeting
Albian Sands Energy Inc.		
Rob Seeley, Vice-President, Sustainability and Regulatory Affairs	2006/11/21	24
Athabasca Chipewyan Tribe		
Pat Marcel, Elder	2006/11/23	25
BIOCAP Canada Foundation		
David Layzell, Chief Executive Officer and Research Director	2006/12/12	29
Bruneau Resources Management Limited		
Angus Bruneau, President and Corporate Director	2006/12/07	28
Canadian Association of Petroleum Producers		
Pierre Alvarez, President	2006/11/02	21
Bruce Friesen, Manager, Land and Environment (Syncrude)	2006/11/28	26
Greg Stringham, Vice President, Markets and Fiscal Policy	2006/11/02	21
Canadian Boreal Initiative		
Matt Carlson, Science Coordinator	2006/11/28	26
Alan Young, Program Manager	2006/11/28	26
Canadian Energy Research Institute		
George Eynon, Vice-President, Business Development & External Relations	2006/10/24	18
Marwan Masri, Vice-President, Research	2006/10/24	18
Canadian Environmental Assessment Agency		
Jean-Claude Bouchard, President	2006/12/05	27
Scott Streiner, Vice-President, Program Delivery	2006/12/05	27
Peter Sylvester, Vice-President, Policy Development	2006/12/05	27
CANMET Energy Technology Centre (CETC) - Devon		
Hassan Hamza, Director General, Department of Natural Resources	2006/10/19	17
Cumulative Environmental Management Association		
John McEachern, Executive Director	2006/12/05	27
Judy Smith, Vice-President	2006/12/05	27

Organizations and Individuals	Date	Meeting
Department of Natural Resources	2006/10/19	17
Howard Brown, Assistant Deputy Minister, Energy policy sector		
Kevin Cliffe, Director, Oil Division	2006/10/19	17
Kim Kasperski, Research Scientist, CANMET Energy Technology Centre (CETC) - Devon	2006/11/09	23
Margaret McCuaig-Johnston, Assistant Deputy Minister, Energy Technology and Programs Sector	2006/11/09	23
Energy Alberta Corporation		
Wayne Henuset	2006/12/07	28
Energy Innovation Network		
Michael Raymont, President and Chief Executive Officer	2006/10/26	19
Fort McMurray Chamber of Commerce		
Mike Allen, President	2006/11/23	25
ICON Group		
Stephen Kaufman, Suncor	2006/12/12	29
Wishart Robson, Nexen Inc.	2006/12/12	29
Mackenzie River Basin Board		
Jim Vollmershausen, Chair, Board Member	2006/11/09	23
Mining Association of Canada		
Gordon Peeling, President and Chief Executive Officer	2006/10/31	20
National Energy Board		
Jim Donihee, Chief Operating Officer	2006/10/24	18
Barry Lynch, Technical Leader, Oil	2006/10/24	18
Bill Wall, Technical Specialist, Oil	2006/10/24	18
Nature Québec / UQCN		
Marylène Dussault, Environmental Analyst	2006/10/31	20
Harvey Mead, President	2006/10/31	20
Pembina Institute		
Mary Griffiths, Senior Policy Analyst	2006/11/09	23
Dan Woynillowicz, Senior Policy Analyst	2006/11/02	21

Organizations and Individuals	Date	Meeting
Polaris Institute Tony Clarke, Director	2006/11/21	24
Regional Municipality of Wood Buffalo Melissa Blake, Mayor	2006/11/23	25
Suncor Energy Inc. Mark Shaw, Vice-President, Oil Sands Sustainability	2006/11/21	24
Syncrude Jim Carter, President and Chief Operating Officer	2006/11/21	24
University of Calgary David Keith, Professor , Department of Chemical and Petroleum Engineering and Department of Economics	2006/12/07	28

LIST OF BRIEFS

Organizations and Individuals

Athabasca Chipewyan Tribe

BIOCAP Canada Foundation

Canadian Association of Petroleum Producers

Canadian Boreal Initiative

Canadian Energy Research Institute

Canadian Environmental Assessment Agency

Department of Natural Resources

Energy Alberta Corporation

Energy Innovation Network

Fort McMurray Chamber of Commerce

ICON Group

Mackenzie River Basin Board

Mining Association of Canada

National Energy Board

Nature Québec / UQCN

Pembina Institute

Polaris Institute

Regional Municipality of Wood Buffalo

Syncrude

REQUEST FOR GOVERNMENT RESPONSE

Pursuant to Standing Order 109, the Committee requests that the government table a comprehensive response to this Report.

A copy of the relevant Minutes of Proceedings (Meetings Nos.17-21 and 23-39) is tabled.

Respectfully submitted,

Lee Richardson, MP
Chair

DISSENTING REPORT—CONSERVATIVE PARTY OF CANADA THE OIL SANDS: TOWARD SUSTAINABLE DEVELOPMENT

Background:

The members of the Conservative Party of Canada who sit on the Natural Resources Committee were impressed with the evidence provided by the many witnesses who appeared before the Committee during our study of the Oil Sands.

As expected we heard evidence that was very thought-provoking and in some cases posed more questions in the mind of the Committee.

As stated in clause #4 of the report, “Alberta’s oil sands are an enormous economic and strategic advantage for this country. We have only begun to tap into this vast resource.” In addition, Michael Raymont also stressed that “given the scale by which energy is produced and used in the world today and the infrastructure that is in place, fossil fuels are likely to supply most of the world’s energy for the foreseeable future.”

The Conservative Party could not agree more. Canada has tremendous potential to become an energy super-power. Responsible development of the resource will take an approach that balances three key areas; Energy, Environment, and the Economy.

Policies that are focused on only one of these areas will lead to dire consequences in the others. For example, policies that effectively lead to the shut-down of the Oil Sands will compromise our Energy future and damage the Economy.

The committee heard evidence that the value of bitumen and synthetic crude produced over the 2000-2020 period could total over \$500 billion. While the major GDP impact is in Alberta, significant economic benefits also accrue to Ontario, Quebec, and other Provinces and territories. In addition, oils sands production and development activities generate approximately \$123 billion in revenues to government over the course of 2000-2020. of which \$51 billion would accrue to the Federal Government.

Given the potential of this resource to the Canadian economy and the possibility for future development in Saskatchewan, responsible Committee recommendations must reflect this reality. The other reality is that the Federal government must as a fundamental principle work with the Provinces to achieve responsible sustainable development, and respect Provincial jurisdiction.

In total the Committee report titled, “The Oil Sands: Toward Sustainable Development” proposes 22 recommendations. For a large number of these

recommendations there was general agreement by committee members. In fact many carried unanimously.

Unfortunately, there are two key areas where there was not agreement. In the opinion of the Conservative Party members of the committee, recommendations within these two areas that were passed by the committee are in short irresponsible for the Natural Resources Committee to pursue. For this reason, the Conservative Party members voted against these recommendations.

Areas of Dissent:

The two major areas of dissent are:

- Accelerated Capital Cost Allowance (ACCA)
- Environmental approaches that would implement hard caps on emissions

1. Accelerated Capital Cost Allowance (ACCA):

In recommendation #17 of the report, “the Committee therefore recommends that the government of Canada eliminate the accelerated capital cost allowance currently applicable to the oil sands industry in order to place it on an equal footing with the broader oil and gas industry.”

Three arguments can be made against this recommendation.

First, the adoption of this recommendation by a majority of committee members seems to show that they see ACCA as a form of subsidy to the oil sands developers. Capital cost allowance is simply a deferral of tax. It is clearly not a subsidy. ACCA was provided to the Oil Sand companies as a means to encourage investment and development. In addition, the larger scale development in Alberta is done by excavation similar to open pit mining. Hence, the tax treatment is entirely consistent with mining operations such as for coal.

Second, ACCA for the oil sands is different than for the oil and gas industry in general. ACCA is limited in that:

- It is only applicable to new projects or expansions greater than 5% of total revenue,
- the ACCA deduction can only be applied against that specific asset and not all other assets in a similar pool as in conventional capital cost allowance, to qualify for ACCA,
- companies cannot deduct the development cost until the project is available for use. This means that oil sands companies could spend dollars over five to six years before anything is actually produced, and

- higher oil prices mean capital is deducted earlier which leads to higher income taxes earlier as well - - a project is fully taxable once capital costs are written off.

Third, there is only anecdotal information to suggest that the companies are better off from ACCA. The complexity of analyzing ACCA against conventional capital cost allowance suffers from complexity and a lack of data on the subject making it very difficult at this time to determine with any great level of confidence how a change in tax treatment would impact oil sands development and Federal Government revenues.

Given these factors, the Conservative members of the committee believe that the recommendation of the committee to eliminate the ACCA is not a responsible position and is not supported by sufficient facts.

Recommendation: The Conservative Party members therefore recommend a more responsible position for the committee is for Finance Committee and the Department of Finance to review the current ACCA and its application to the oils sands development. This review should assess the impact of a change in tax practice to companies pursuing future development and if this has a bearing on investment decisions given current oil prices. In addition, the review should also assess the potential impacts any policy change would have on government revenues.

2. Environmental approaches that would implement hard caps on emissions:

In Recommendation number 14, 15, and 16 the Committee voted to endorse the Pembina Institute goal of making the oils sands carbon neutral by 2020, emissions credit trading, and meeting Canada's Kyoto obligations through the introduction of hard emissions caps based on absolute levels and not based on intensity. These caps would be in place for 2008, 2012, 2020 and 2050.

The Conservative members of the committee believe that this recommendation is again irresponsible given the situation faced by Canada who has made no progress towards reducing GHG's during the term of the previous Liberal government and in fact saw emissions rise by 37%.

The Conservative members support a responsible approach to development of the oil sands that respects the Environment and our Energy needs, but also ensures that our economy is not crippled by implementing poorly thought out policies.

As stated in the Commissioner of Environments report in 2006, the previous Liberal government spent over \$6 billion dollars on climate change programs with little regard for measuring progress. Hence we can see why Canada faces the

situation we see today. These recommendations are purely a means to grandstand and an attempt to assign blame for their poor record on the environment.

There are a number of arguments against the Committee on Natural Resources adopting such recommendations.

First, the estimated costs to achieve a carbon neutral oils sands using the Pembina estimates is between \$1.76 and \$13.54 per barrel. The committee only heard evidence from the Pembina Institute on this subject, so we do not have other data points to clearly make an informed recommendation of this magnitude. We certainly support the concepts of carbon sequestration as well as other new technologies to combat green-house gases and government can have a role to play in assisting companies to achieve a carbon-neutral footprint. However, endorsing one special interest group recommendation in the absence of all the facts supporting the cost and timing to meet such an objective is not a responsible position by any committee of parliament.

Second, the recommendations totally ignore the other major determinant of human health and that is emissions that cause smog and poor air quality. The Governments proposed Clean Air Act will attempt to address both the GHG issues we face in Canada as well as the negative health impacts of smog causing emissions. As responsible Parliamentarians we must ensure that we adopt policies that deal with the key issues versus focusing on one issue to the detriment of progress on other topics.

Third, the Conservative party members of the committee believe that recommendations on emissions reduction strategies including intensity based and absolute targets are under the responsibility of the Department of the Environment and hence the Environment Committee. Currently, an all party committee is reviewing the Clean Air Act and will make recommendations that will come back to the House of Commons for debate and vote in the spring. In addition, the Minister of the Environment is working with Industry to implement realistic emissions reduction strategies that will lead to concrete progress on the environmental file. For the Natural Resources committee to adopt a recommendation to achieve Kyoto obligations when nothing has been achieved for the last 13 years flies in the face of common sense. Also, we must remember that our study was focused on the oil sands. Any recommendations must be part and parcel of negotiations with all industry groups that fall under the large final emitter group. The Conservative members of the committee believe that this recommendation is pure politics on behalf of the opposition parties when they know full well the deplorable track record of the Liberals on this file.

Fourth, it is instructive to note as reported in the March 1st edition of the Globe & Mail that the Liberal and NDP MP's, along with the leader of the Green Party are considering embracing the concept of a carbon tax. This \$100 billion proposal to meet the 2012 Kyoto requirements would raise \$20 billion per year over 5 years

through new carbon taxes on industry and consumers. "On the consumer side, taxes such as a 10-cent increase in gas prices would be used to fund incentives such as tax breaks for the purchase of hybrid cars." Such a Kyoto plan would cost every Canadian in the order of \$25/week or in excess of \$1,300 per year or over \$5,000 for a family of four. Cost aside this also seems to hint of another National Energy Program.

Fifth, the Conservative government is the first to undertake regulating greenhouse gas emissions and air pollutants in every single sector including the oil and gas sector. We also want to transform the way energy is produced and used in Canada by committing to programs such as the ecoENERGY Technology Initiative to clean up conventional energy.

Recommendation: The Conservative Party members therefore suggest a more responsible position for the committee by replacing the current recommendation numbers 14, 15, and 16 with: The committee recommends that any future expansion of the oil sands reflect a balance of the Environment, Energy and the Economy. We encourage the Minister of the Environment to negotiate emissions reduction strategies with large final emitters including companies involved in oil sands development, in order to achieve immediate intensity targets and also ensure that large final emitters achieve absolute reductions in line with Federal targets and future International commitments. We also encourage industry and government to pursue strategies that will allow for the oil sands to become carbon neutral by developing technologies such as carbon sequestration.

BLOC QUÉBÉCOIS COMPLEMENTARY OPINION

Natural Resources Committee: Oil Sands Study

The oil sands development is a complex issue that raises many questions, primarily environmental questions, but economic and social questions as well.

The Bloc Québécois wishes first of all to acknowledge the Committee's efforts to integrate the principle of sustainable development into the oil sands sector, specifically that:

- The Committee believes that any future expansion of oil sands development should be done in a way that does not jeopardize Canada's international Kyoto obligations on GHG emissions and climate change. We call upon the federal government to introduce hard emissions caps for the oil sands for 2012, 2020 and 2050 based on absolute levels and not based on "intensity."
- The Committee recommends that the federal government introduce a regulatory framework in order to establish constraints that would lead the industry to introduce technology to drastically reduce greenhouse gas emissions and mechanisms, such as trading emission credits, as incentives to fund it.
- The Committee strongly endorses the goal of the Pembina Institute that the oil sands should become carbon neutral by 2020 through the adoption of new technologies such as carbon capture and sequestration, and/or through the purchase of offsetting carbon credits. Furthermore, this committee believes that being able to sell a "carbon neutral" barrel of oil will help the industry to maintain access to markets where there is concern about GHG emissions.
- The Committee recommends that the federal government, and specifically the Department of Natural Resources, base all its actions in connection with oil sands development on the principles of sustainable development and polluter pays.
- The Committee recommends that the Government of Canada eliminate the accelerated capital cost allowance that the oil sands industry currently enjoys in order to put that industry on an equal footing with the oil and gas industry.
- The Committee recommends that no decision be made about using nuclear energy to extract oil from the oils sands until the implications are clearly demonstrated and understood.

- The Committee recommends that the government set up a joint public/private task force to, as quickly as possible, find ways to reduce the consumption of natural gas in the production of oil from the oil sands and thus put this resource to better use.

The Bloc Québécois wishes to specify that it is not opposed to economic development or to the judicious use of natural resources. The Bloc Québécois also wants to point out that the report was not prepared specifically with a view to limiting oil sands development, but that great attention was paid to the environmental consequences. That is why the Bloc Québécois wanted the concepts of sustainable development and “polluter pays” to be among those incorporated into the report.

Above all, the Bloc Québécois feels that certain elements that were not raised should have been studied in order to give the Committee a more accurate view of the situation. The Bloc Québécois thus deplores the refusal of the departments of the Environment and Natural Resources and of the former Liberal ministers of the Environment and Natural Resources to come testify before the Committee in order to describe the circumstances that led to the discussions of the Oil Sands Experts Group and the government’s follow-up on the recommendations published after the January 2006 meeting.

This report was developed based on the premise that the production of oil from the oil sands would increase by a factor of, at the most, three. Successive federal governments, and the Oil Sands Experts Group, are advancing as a scenario an increase of four to five times from the current level. The Bloc Québécois therefore feels that recommendations 14 and 16 are essential so that, whatever the increase in production, oil sands development does not adversely affect our ability to attain the objectives of the Kyoto Protocol and of Quebec, which, already possessing its own GHG reduction plans, is and will be affected by the effects of global warming if Canada does not respect its reduction objectives.

We respected the economic aspect of the concept of sustainable development as defined and unanimously adopted by the members of the Natural Resources Committee on October 31, 2006, but we are demanding the incorporation of two other elements of sustainable development, environmental protection and social equity.

The Bloc Québécois also feels that certain recommendations regarding the federal government must have a very limited application. More specifically, we feel that the social dimension (working conditions, living conditions, health, labour force, etc) is constitutionally a provincial jurisdiction and that the federal government should not get involved except through the regular programs already in place.

However, the Bloc Québécois recognizes not only the federal government's role regarding the First Nations, but also the urgency of its intervening here in order, firstly, to limit as much as possible oil sands development's negative effects on their culture and way of life and, secondly, to involve them in the economic development of the lands from which they draw sustenance.

Environmental protection was the most difficult aspect of sustainable development to integrate into the Committee's report during the adoption of the recommendations, and that is essentially why the Bloc Québécois felt the need to annex this complementary opinion in order to clarify its positions.

The Bloc Québécois thus wishes to reiterate the importance of the federal government's integrating the principle of sustainable development into all its actions regarding oil sands development, as well as the importance of respecting the Kyoto Protocol.

Thus, the Bloc Québécois proposed:

- 1) That the government recognize the principle of "polluter pays;"
- 2) That GHG reduction objectives be established for territories, and not sectors (territorial approach);
- 3) That the reduction objectives comply with the requirements of the Kyoto Protocol;
- 4) That the reduction targets be absolute targets and not intensity targets, thus allowing the establishment of a carbon exchange in Montréal, as an incentive to reduce GHG in the production of oil sands oil;
- 5) That the federal government, within its jurisdictions, monitor the maintenance and protection of pipelines by the oil industries;
- 6) That the federal government eliminate the accelerated capital cost allowance that the oil sands industry currently enjoys more quickly than it has proposed in its budget.

Finally, given that oil sands development is a topical issue that changes from day to day, it is important to remember that this report is intended to be a point of departure for consideration of this matter rather than a conclusion.

NDP SUPPLEMENTARY OPINION TO OIL SANDS REPORT

Overall the Natural Resources Committee report titled **Oil Sands: Toward Sustainable Development** seems fairly comprehensive. The Natural Resources Committee's goal was to examine the impacts of oil sands development on the economy, the environment and on social structures.

While the New Democratic Party supports many of the recommendations in the report, and respects the province of Alberta's jurisdiction over the development of its natural resources, we also believe that the Federal Government has a role to play in environmental protection, housing and post secondary education and training, as well as other sectors that the committee touched on.

While the committee was in Fort McMurray we spent all of our time with the oil companies, we were escorted around in buses and helicopters. This was a good way to see the project and ask the Chief Executive Officers and their representatives a lot of questions, but I feel that we missed an opportunity and left out a whole segment of society who are also impacted.

The Natural Resources Committee interviewed many witnesses, primarily those involved with the direct development of the resource. A few environmental non-governmental organizations were interviewed but on the social impacts side, we didn't go far enough. We interviewed the Mayor of Wood Buffalo and one First Nations Elder from one Band. If this is to be a real balanced report it is incumbent on the committee to interview social service agencies in the area, workers, (especially those whose families live in other provinces), and First Nations representatives from other Bands in the area.

I have heard indirectly, many heart wrenching stories of families separated for many months because of the inability to access adequate housing, but it would have been good for the committee to hear those stories first hand. Some may argue that housing is not a federal government responsibility but the NDP has been calling for a national housing strategy for many years. The federal government has a role to play in providing funding as it has done in the past through the Canada Mortgage and Housing Corporation to cover the full range of housing needs, including social housing, co-operative housing and affordable home ownership.

Labour shortages are having an impact not only in the oil sands but across Canada. Therefore the federal government must also address the skilled labour shortage across the country, including Alberta with a coordinated labour force strategy that addresses labour and skills shortages first by making the most efficient use of human resources at our disposal; increasing opportunities by investing in the skills development and credential recognition of our current population. The federal government must also commit to funding for post-secondary education aimed at affordability and accessibility for students with particular emphasis on college programs to relieve the skilled trades

shortage and establish quotas for apprenticeships and journeymen certification, with a targeted percentage for women and First Nations.

The committee made recommendations that the government undertake a comprehensive assessment of the cumulative impact of the oil sands development project already underway, and a full and detailed assessment of the socio-economic and environmental impacts of oil sands activities, but it is our belief that education, housing and social structures will most likely be left out of the equation in that context.

Alberta is the largest greenhouse gas emitter in Canada at the rate of 40% of our total emissions. With a looming expansion of this development expected to increase by at least five times in the next 10 to 20 years, many Canadians are concerned about the sustainability and the advisability of expanding the project due to ever increasing pollution. The NDP calls on the government to work with Alberta to establish a moratorium on new oil sands development and expansion until environmental concerns about the production of massive amounts of carbon emissions are addressed.

The NDP agrees that cleaner ways to power oil sands production need to be encouraged, however we believe that Nuclear power is not the answer for several reasons. The amount of energy needed for the project would require more reactors than are currently operating in Canada, the problem of nuclear waste has not been solved, and there would be a considerable impact on the already depleted water supply.

The NDP feels that the issue of water consumption and pollution are having a negative effect on fish and fish habitat, as well as migratory birds and other wildlife. Given that the committee heard testimony that the Government of Canada has not to date been involved in an environmental assessment process looking at all the impacts associated with oil sands projects, we would further recommend that an immediate environmental assessment be done with particular emphasis on examining the impacts of water consumption and pollution.

Respectfully submitted,
Catherine Bell, NDP
Member of Parliament
Vancouver Island North

en optimisant d'abord l'utilisation des ressources humaines disponibles, puis en investissant dans le développement des compétences et en reconnaissant les compétences acquises de notre population actuelle afin d'ouvrir des débouchés. Le gouvernement fédéral doit aussi soutenir financièrement l'éducation postsecondaire afin d'offrir aux étudiants des programmes accessibles, en particulier des programmes de niveau collégial, pour mettre fin à la pénurie de main-d'œuvre spécialisée dans le secteur des métiers et de contingentier les certificats de formation et de compagnonnage, en fixant des pourcentages pour les femmes et les Premières nations. Le Comité a recommandé au gouvernement d'entreprendre une évaluation détaillée des effets cumulatifs des travaux d'exploitation des sables bitumineux déjà en cours, puis une évaluation complète et détaillée des effets socioéconomiques et environnementaux des activités de mise en valeur des sables bitumineux, mais nous craignons que l'éducation, le logement et les structures sociales soient laissés pour compte.

L'Alberta est le plus grand émetteur de gaz à effet de serre au Canada, comptant pour 40 % de nos émissions totales. Avec l'expansion fararaineuse de cette activité qui devrait quintupler au cours des 10 à 20 prochaines années, de nombreux Canadiens s'interrogent sur la durabilité de cette activité et la pertinence d'une expansion du secteur qui est source d'une pollution grandissante. Le NPD demande au gouvernement de collaborer avec l'Alberta à l'élaboration d'un moratoire sur l'exploitation des sables bitumineux tant que ne seront pas apaisées les préoccupations quant à l'incidence sur l'environnement de la production de quantités massives d'émissions de carbone.

Le NPD est d'accord qu'il faut favoriser des méthodes moins polluantes pour faire tourner le secteur de l'exploitation des sables bitumineux, mais nous croyons que l'énergie nucléaire n'est pas la solution, pour plusieurs raisons. Il faudrait multiplier le nombre de réacteurs au Canada pour fournir la quantité d'énergie dont il a besoin, le problème des déchets nucléaires n'est pas réglé et l'incidence sera considérable sur les ressources en eau qui s'épuisent déjà.

Le NPD est d'avis que les problèmes de consommation d'eau et de pollution ont un effet néfaste sur le poisson et son habitat, ainsi que sur les oiseaux migrateurs et les autres espèces fauniques. Étant donné que des témoins ont appris au Comité que le gouvernement du Canada n'a pas encore effectué une évaluation environnementale de toutes les répercussions des projets d'exploitation des sables bitumineux, nous aimerions aussi recommander que soit immédiatement entreprise une évaluation environnementale qui porterait en particulier sur les effets de la consommation d'eau et de la pollution.

Respectueusement soumis,
Catherine Bell, députée du NPD
Ile de Vancouver-Nord

OPINION COMPLÉMENTAIRE DU NPD CONCERNANT LE RAPPORT SUR LES SABLES BITUMINEUX

Dans l'ensemble, le rapport du Comité des ressources naturelles intitulé **Les sables bitumineux : Vers un développement durable** semble complet. Le but du Comité des ressources naturelles était d'examiner les répercussions de la mise en valeur des sables bitumineux sur l'économie, l'environnement et les structures sociales.

Le Nouveau Parti démocratique appuie nombre des recommandations du rapport et reconnaît la compétence de l'Alberta en matière de mise en valeur de ses ressources naturelles, mais nous sommes par ailleurs d'avis que le gouvernement fédéral a un rôle à jouer en matière de protection de l'environnement, de logement, d'éducation et de formation postsecondaires, ainsi que dans d'autres secteurs sur lesquels le Comité s'est penché.

Alors que le Comité était à Fort McMurray, nous avons passé tout notre temps auprès des sociétés pétrolières, qui nous ont fait visiter leurs installations en autobus et en hélicoptère. Ce fut une bonne occasion de voir les projets et de poser aux directeurs généraux et à leurs représentants un grand nombre de questions, mais j'ai l'impression que ce fut une occasion ratée en ce sens qu'un grand segment touché de la société a été laissé pour compte.

Le Comité des ressources naturelles a interrogé de nombreux témoins, principalement des intervenants directs dans la mise en valeur de la ressource. Quelques organisations non gouvernementales de l'environnement ont été interrogées, mais nous ne sommes pas allés assez loin sur le plan social. Nous avons interviewé le maire de Wood Buffalo et un aîné d'une bande des Premières nations. Pour produire un rapport bien équilibré, il appartenait au Comité de rencontrer des organismes de services sociaux, des travailleurs (surtout ceux dont les familles vivent dans d'autres provinces) et des représentants d'autres bandes des Premières nations de la région.

J'ai entendu indirectement des histoires à briser le cœur, notamment celles de familles séparées pendant de nombreux mois à cause du manque de logements décents, mais il aurait été intéressant pour le Comité d'entendre ces histoires de vive voix. Certains diront que le logement n'est pas de compétence fédérale, mais le NPD réclame une stratégie nationale du logement depuis de nombreuses années. Le gouvernement fédéral a un rôle à jouer : il doit fournir une aide financière comme il l'a fait dans le passé par l'entremise de la Société canadienne d'hypothèques et de logement afin de répondre à une vaste gamme de besoins de logements, dont du logement social, du logement coopératif et du logement individuel abordable.

La pénurie de main-d'œuvre sévit non seulement dans le secteur des sables bitumineux, mais partout au Canada. Par conséquent, le gouvernement fédéral doit s'attaquer au problème de la pénurie de main-d'œuvre spécialisée partout au pays, y compris en Alberta, en adoptant une stratégie de la main-d'œuvre coordonnée qui propose des solutions aux pénuries de main-d'œuvre et de compétences spécialisées.

juridiction provinciale et que le gouvernement fédéral ne devrait pas s'impliquer autrement que par les programmes réguliers déjà en place.

Toutefois, le Bloc Québécois reconnaît non seulement le rôle du gouvernement fédéral à l'égard des Premières nations, mais aussi l'urgence qu'il y a à intervenir auprès d'elles afin, d'une part, de limiter au maximum les effets négatifs du développement des sables bitumineux sur leur culture et leur mode de vie et, d'autre part, de les associer au développement économique touchant les territoires desquels elles tirent leur subsistance.

La protection de l'environnement a été l'aspect du développement durable le plus difficile à intégrer au rapport du comité lors de l'adoption des recommandations et c'est essentiellement pourquoi le Bloc Québécois a senti le besoin d'annexer cette opinion complémentaire pour clarifier ses positions.

Le Bloc Québécois tient donc à réitérer l'importance, pour le gouvernement fédéral, d'intégrer le principe du développement durable dans toutes ses actions concernant le développement des sables bitumineux, de même que du respect du Protocole de Kyoto.

Ainsi, le Bloc Québécois a proposé :

- 1) Que le principe du « pollueur-payeur » soit reconnu par le gouvernement;
- 2) Que les objectifs de réduction des G.E.S. soient établis par territoires et non par secteur (l'approche territoriale);
- 3) Que ces objectifs de réduction soient conformes aux exigences du Protocole de Kyoto;
- 4) Que les cibles de réduction soient des cibles absolues et non des cibles par intensité, permettant ainsi la mise en place d'une bourse du carbone à Montréal, comme incitatif de réduction des G.E.S. de la production du pétrole par les sables bitumineux;
- 5) Que le gouvernement fédéral surveille dans les limites de ses compétences l'entretien et la protection des pipelines par les industries pétrolières;
- 6) Que le gouvernement fédéral élimine la déduction accélérée pour amortissement dont profite actuellement l'industrie des sables bitumineux mais plus rapidement que le gouvernement ne l'a proposé dans son budget.

Finalement, compte-tenu du fait que le dossier des sables bitumineux en est un d'actualité qui évolue rapidement à chaque jour, il est important de garder à l'esprit que ce rapport se veut plus un point de départ de réflexions sur cette question plutôt qu'un aboutissement.

- Le Comité recommande que le gouvernement mette sur pied un groupe d'action mixte public/privé afin de trouver le plus rapidement possible des solutions pour réduire la consommation de gaz naturel dans la production de pétrole venant des sables bitumineux et ainsi conserver cette ressource pour une utilisation valorisée.

Le Bloc Québécois tient à préciser qu'il n'est pas opposé au développement économique ni à une utilisation judicieuse des ressources naturelles. Le Bloc Québécois signale également que le rapport n'a pas été réalisé spécifiquement dans l'esprit de limiter le développement de la production de pétrole issu des sables bitumineux, mais qu'une grande attention était portée aux conséquences environnementales. C'est pourquoi le Bloc Québécois a tenu à ce que soit incluse dans le rapport la notion de développement durable et de « pollueur-payeur », entre autres.

Surtout, le Bloc Québécois estime que certains aspects qui n'ont pas été abordés auraient dû être étudiés afin que le comité puisse avoir une idée plus précise de la situation. À cet égard, le Bloc Québécois déplore le refus des ministres de l'Environnement et des Ressources naturelles et des anciens ministres libéraux de l'Environnement et des Ressources naturelles de venir témoigner devant le comité afin de préciser les circonstances ayant mené aux discussions du « Oil Sands Experts Group » et le suivi gouvernemental donné aux recommandations publiées après la rencontre du mois de janvier 2006.

Le présent rapport a été élaboré sur la base d'une prévision d'un facteur de multiplication de la production de pétrole issu des sables bitumineux d'au plus trois. Or, les gouvernements fédéraux successifs, de même que le « Oil Sands Experts Group » mettent de l'avant un scénario d'augmentation allant de quatre à cinq fois le niveau actuel. Conséquemment, le Bloc Québécois estime que les recommandations 14 et 16 sont primordiales afin que, peu importe la hausse de la production, l'exploitation des sables bitumineux ne se fasse pas au détriment de l'atteinte des objectifs du Protocole de Kyoto et du Québec qui, possédant déjà son propre plan de réduction des GES, est et sera affecté par les effets du réchauffement climatique si le Canada ne respecte pas ses objectifs de réduction.

Nous avons respecté l'aspect économique du concept de « développement durable » tel que défini et adopté unanimement par les membres du comité des Ressources naturelles le 31 octobre 2006, mais nous exigeons la mise en place des deux autres aspects du développement durable, soit la protection de l'environnement et l'équité sociale.

Aussi, le Bloc Québécois estime que certaines recommandations à l'égard du gouvernement fédéral doivent être d'application très limitée. Plus particulièrement, nous croyons que la dimension sociale (conditions de travail, condition de vie, de santé, main-d'œuvre, etc..) est constitutionnellement de

OPINION COMPLÉMENTAIRE DU BLOC QUÉBÉCOIS

Comité des Ressources naturelles : étude sur les sables bitumineux

Le développement des sables bitumineux est un enjeu complexe qui soulève de nombreuses questions, surtout de nature environnementale, mais également économiques et sociales.

Le Bloc Québécois reconnaît d'emblée les efforts du comité de parvenir à intégrer le principe du développement durable au secteur des sables bitumineux, notamment que :

- le Comité estime que tout futur développement des sables bitumineux devrait se faire sans compromettre les obligations internationales du Canada en vertu de Kyoto, sur les émissions de GES et les changements climatiques. Nous priions le gouvernement fédéral d'imposer des plafonds d'émissions fermes aux sables bitumineux pour la période de 2008 à 2012, 2020 et 2050, en fonction des niveaux absolus plutôt que sur « l'intensité ».

- le Comité recommande que le gouvernement fédéral introduise un cadre réglementaire visant à mettre en place des contraintes qui amèneraient l'industrie à introduire les technologies permettant de réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre, et des mécanismes, tels que les échanges de crédits d'émissions, en guise d'incitatifs pour leur financement.

- le Comité appuie chaudement l'objectif du Pembina Institute selon lequel les sables bitumineux devraient devenir neutres en carbone d'ici 2020 par l'adoption de nouvelles technologies, comme la capture et le stockage du carbone, ou par l'achat de crédits d'émissions, ou les deux. De plus, le Comité estime que d'être en mesure de vendre un baril de pétrole « neutre en carbone » aidera l'industrie à maintenir son accès aux marchés qui se préoccupent des émissions de GES.

- le Comité recommande que le gouvernement fédéral, et spécifiquement le ministère des Ressources naturelles, fonde l'ensemble de ses actions dans le domaine de l'exploitation des sables bitumineux sur les principes du développement durable et du pollueur-payeur.

- le Comité recommande que le gouvernement du Canada élimine la déduction accélérée pour amortissement dont profite actuellement l'industrie des sables bitumineux afin de placer cette dernière sur un pied d'égalité avec l'industrie du pétrole et du gaz.

- le Comité recommande qu'aucune décision se rapportant à l'énergie nucléaire pour l'extraction de pétrole des sables bitumineux ne soit prise d'ici à ce que les implications soient clairement démontrées et comprises.

tiennent dûment compte des impératifs à la fois de la protection de l'environnement, de l'approvisionnement en énergie et de l'économie. Nous encourageons le ministre de l'Environnement à négocier des stratégies de réduction des émissions avec les grands émetteurs finals, notamment avec les entreprises de mise en valeur des sables bitumineux, de manière à atteindre des objectifs immédiats sur le plan de l'intensité des émissions et à amener les grands émetteurs finals à atteindre des cibles de réduction absolue des émissions conformes aux objectifs fixés par le gouvernement fédéral et aux engagements internationaux futurs. Nous encourageons par ailleurs l'entreprise privée et le secteur public à se donner des stratégies qui permettront une exploitation des sables bitumineux neutre en carbone par le développement des technologies comme la séquestration du carbone.

émissions ou sur des cibles absolues, relèvent du ministère de l'Environnement et qu'il appartient donc au Comité de l'environnement de formuler des recommandations à ce sujet. Un comité composé de députés de tous les partis étudie actuellement la Loi canadienne sur la qualité de l'air et formulera des recommandations qui seront ensuite soumises à la Chambre des communes au printemps. En outre, le ministre de l'Environnement cherche avec l'industrie à mettre en œuvre des stratégies réalistes de réduction des émissions qui permettront de faire des progrès concrets en matière d'environnement. Le fait pour le Comité des ressources naturelles de recommander que l'on respecte nos obligations en vertu du Protocole de Kyoto alors qu'aucun progrès n'a été réalisé en ce sens depuis 13 ans est contraire au bon sens. Il importe de se rappeler que notre étude portait sur les sables bitumineux et que nos recommandations doivent donc être intégrées aux négociations avec tous les groupes d'industries qui appartiennent au groupe des grands émetteurs finals. Les députés conservateurs membres du Comité estiment que cette recommandation des partis de l'opposition est motivée par des considérations purement politiques, alors que ceux-ci connaissent fort bien les résultats déplorables des libéraux au chapitre de l'environnement.

Quatrièmement, il est instructif de noter, comme on le signale dans l'édition du 1^{er} mars du Globe and Mail, que les députés libéraux et néo-démocrates, de même que le chef du Parti Vert, s'intéressent à l'idée d'une taxe sur les émissions carboniques. Suivant cette proposition en vue de respecter les exigences énoncées dans le Protocole de Kyoto d'ici 2012, on prélèverait 100 milliards de dollars à raison de 20 milliards de dollars par an sur cinq ans en taxes sur les émissions carboniques auprès des entreprises et des consommateurs. « Du côté des consommateurs, des taxes comme une augmentation de 10 cents le litre d'essence permettrait de financer par exemple des allègements fiscaux pour l'achat de voitures hybrides. [traduction] » Le coût de ce type de plan serait de l'ordre de 25 dollars par semaine par canadien, soit plus de 1 300 \$ par an par personne ou plus de 5 000 \$ par an pour une famille de quatre personnes. Abstraction faite de la question du coût, ce projet pourrait être un nouveau Programme énergétique national.

Recommandation : Les députés conservateurs membres du Comité proposent une position plus responsable, à savoir de remplacer les recommandations 14, 15 et 16 par la suivante : Le Comité recommande que toute expansion future de la mise en valeur des sables bitumineux

La encore, les députés conservateurs membres du Comité estiment que ces recommandations sont irresponsables compte tenu de la situation du Canada, qui non seulement n'a pas réussi à réduire ses émissions de gaz à effet de serre durant le mandat du précédent gouvernement libéral, mais les a en fait vu augmenter de 37 p. 100.

Pour leur part, les députés conservateurs souscrivent à une approche responsable de la mise en valeur des sables bitumineux qui respecte nos besoins sur le plan énergétique et sur celui de la protection de l'environnement sans pour autant handicaper l'économie par des politiques mal pensées.

Comme on l'indique dans le rapport de la commission de l'environnement de 2006, le gouvernement libéral précédé par le libéral précédent a consacré plus de 6 milliards de dollars à des programmes sur le changement climatique sans se soucier beaucoup de mesurer les résultats de ces dépenses, ce qui explique un peu pourquoi le Canada se retrouve dans la situation que l'on constate. Les recommandations du Comité sont de la frime et visent seulement à faire porter à un bouc émissaire la responsabilité des lacunes des libéraux au chapitre de l'environnement.

Plusieurs arguments militent contre les recommandations précitées du Comité des ressources naturelles :

Premièrement, le Pembina Institute chiffre le coût de l'exploitation neutre en carbone des sables bitumineux à une fourchette allant de 1,76 à 13,54 \$ le baril. Comme le Comité n'a entendu que le Pembina Institute à ce sujet, c'est la seule estimation dont il dispose si bien que nous n'avons aucun point de comparaison pour formuler une recommandation éclairée sur une question aux conséquences aussi importantes. Nous souscrivons bien sûr au principe de la séquestration du carbone et aux autres nouvelles technologies de lutte contre les gaz à effet de serre, et le gouvernement peut effectivement aider les entreprises à devenir neutres en carbone, mais nous estimons qu'il est irresponsable pour un comité parlementaire d'adopter telle quelle la recommandation d'un groupe d'intérêt sans avoir en mains toute l'information voulue sur les coûts et le calendrier d'application optimal d'une telle mesure.

Deuxièmement, en formulant cette recommandation, le Comité fait totalement abstraction de l'autre grand déterminant de la santé humaine, à savoir les émissions qui causent le smog et nuisent à la qualité de l'air. La nouvelle Loi canadienne sur la qualité de l'air proposée par le gouvernement vise à la fois les émissions de gaz à effet de serre et les émissions sources de smog qui nuisent à la santé. En tant que parlementaires responsables, nous devons voir à l'adoption de politiques portant sur les grands enjeux et non nous concentrer étroitement sur une question en particulier au détriment des autres.

Troisièmement, les députés conservateurs membres du Comité estiment que les stratégies de réduction des émissions, qu'elles reposent sur l'intensité des

- la DPAA ne s'applique qu'aux biens concernés par le projet et non à tous les autres biens de la même catégorie comme dans le cas de la DPA habituelle;
- les sociétés ne peuvent déduire leurs dépenses de mise en valeur qu'une fois l'installation opérationnelle, ce qui veut dire que certaines entreprises engagent des dépenses sur cinq ou six ans avant d'arriver au stade de la production;
- avec l'augmentation des cours du pétrole, les dépenses en immobilisations sont déduites plus tôt, de sorte que les pouvoirs publics bénéficient plus tôt aussi de recettes fiscales plus élevées – en effet, l'impôt sur les bénéfices s'applique intégralement une fois les dépenses en immobilisations déduites.

Troisièmement, abstraction faite d'informations anecdotiques, rien ne prouve que la DPAA soit vraiment avantageuse pour les entreprises. En effet, l'analyse des avantages relatifs de la DPA et de la DPAA est complexe et l'on manque de données pour la faire, de sorte qu'il est bien difficile, en tout cas pour l'instant, d'apprécier avec assurance les répercussions d'une modification fiscale sur la mise en valeur des sables bitumineux et sur les revenus du gouvernement fédéral.

Compte tenu de ces facteurs, les députés conservateurs membres du Comité estiment que la recommandation du Comité d'éliminer la DPAA ne s'appuie pas sur des faits suffisants et est donc irresponsable.

Recommandation : En conséquence, les députés conservateurs membres du Comité recommandent plutôt que le Comité des finances et le ministère des Finances effectuent un examen de l'application de la DPAA à la mise en valeur des sables bitumineux de manière à déterminer quelles seraient les répercussions d'une modification des règles fiscales d'une part, sur les entreprises qui envisagent des activités de mise en valeur des sables bitumineux, notamment au niveau des décisions en matière d'investissement dans le contexte des prix courants du pétrole, et, d'autre part, sur les recettes publiques.

2. Les mesures de protection de l'environnement qui fixent un plafond ferme aux émissions

Dans les recommandations 14, 15 et 16, le Comité souscrit à l'objectif du Permiana Institute, à savoir rendre l'exploitation des sables bitumineux neutre en carbone d'ici 2020, permettre les échanges de crédits d'émissions et respecter les obligations du Canada aux termes du Protocole de Kyoto par l'imposition de plafonds fermes des émissions pour 2008 à 2012, 2020 et 2050 et ce, en fonction de niveaux absolus et non de « l'intensité » des émissions.

pour assurer une mise en valeur responsable et durable de la ressource tout en respectant la compétence des provinces.

Le rapport du Comité, intitulé « Les sables bitumineux : vers un développement durable » contient 22 recommandations dont la plupart ont fait consensus et beaucoup même l'unanimité parmi les membres du Comité.

Malheureusement, sur deux points en particulier, les députés conservateurs membres du Comité estiment les recommandations du Comité des ressources naturelles irresponsables; ils ont donc voté contre ces recommandations.

Sujets de désaccord

Les deux principaux sujets de désaccord sont les suivants :

- la déduction pour amortissement accéléré
- Les mesures de protection de l'environnement qui fixent un plafond ferme aux émissions

1. La Déduction pour amortissement accéléré (DPAA)

Dans son rapport, le Comité recommande « que le gouvernement du Canada supprime la déduction pour amortissement accéléré dont bénéficient les entreprises d'exploitation des sables bitumineux pour égaliser les règles fiscales entre celles-ci et le reste du secteur du pétrole et du gaz ».

Trois arguments militent contre cette recommandation.

Premièrement, la majorité des membres du Comité, qui ont souscrit à la recommandation, semblent voir dans la DPAA une forme de subvention des promoteurs de projets de mise en valeur des sables bitumineux. Or, celle-ci a pour effet simplement de différer le paiement de l'impôt et ne constitue en rien une subvention. Elle a été accordée aux sociétés d'exploitation des sables bitumineux pour stimuler l'investissement et la mise en valeur. Au demeurant, en Alberta, la ressource est exploitée surtout par excavation, un peu comme on le fait dans l'exploitation des mines à ciel ouvert, ce qui justifie un traitement fiscal analogue à celui qui vise les activités minières comme l'extraction du charbon, par exemple.

Deuxièmement, les conditions de la DPAA applicable aux entreprises d'exploitation des sables bitumineux diffèrent de celles qui visent le secteur du pétrole et du gaz en général. Elles sont plus limitatives, dans la mesure où :

- la DPAA ne s'applique qu'aux nouveaux projets ou aux expansions représentant plus de 5 p. 100 des recettes totales;

Contexte

Les députés conservateurs qui siègent au Comité des ressources naturelles ont été impressionnés par l'information présentée par les nombreux témoins qui ont comparu devant le Comité durant son étude des sables bitumineux.

Comme on pouvait s'y attendre, cette information nous a souvent donné à réfléchir, quand elle n'a pas suscité d'autres questions dans notre esprit.

Comme on le dit au quatrième paragraphe du rapport, « les sables bitumineux de l'Alberta constituent indéniablement un avantage économique et stratégique considérable pour le pays. Nous commençons à peine à exploiter cette vaste ressource ». Par ailleurs, Michael Raymont a fait valoir que, compte tenu de l'importance de la production et de la consommation d'énergie dans le monde et de l'infrastructure courante, les combustibles fossiles demeureront vraisemblablement la principale source d'énergie du monde dans l'avenir prévisible.

Le Parti conservateur est tout à fait de cet avis. Le Canada possède un potentiel considérable qui pourrait bien le hisser un jour au rang des superpuissances énergétiques. La mise en valeur responsable de cette ressource exigera une démarche tenant compte des trois volets de la question : l'énergie, l'environnement et l'économie.

Toute politique axée sur un seul de ces volets aura forcément des conséquences désastreuses pour les deux autres. Ainsi, toute politique qui mènerait à l'arrêt, à toutes fins pratiques, de l'exploitation des sables bitumineux compromettrait notre avenir énergétique et ferait du tort à l'économie.

Nous avons appris que la valeur du bitume et du pétrole brut synthétique produits durant la période 2000-2020 pourrait atteindre plus de 500 milliards de dollars. Si le gros des retombées de l'exploitation des sables bitumineux sur le PIB concernera l'Alberta, l'Ontario, le Québec et les autres provinces et territoires aussi bénéficieront de cette activité. En outre, la mise en valeur des sables bitumineux procurera aux gouvernements des revenus de l'ordre de 123 milliards de dollars entre 2000 et 2020, dont 51 milliards de dollars pour le gouvernement fédéral.

Toute recommandation se doit donc de tenir compte du potentiel de cette ressource pour l'économie canadienne et de l'éventualité que les activités de mise en valeur s'étendent aussi à la Saskatchewan. L'autre réalité, c'est que le gouvernement fédéral doit absolument collaborer avec les autorités provinciales

DEMANDE DE RÉPONSE DU GOUVERNEMENT

Conformément à l'article 109 du Règlement, le Comité demande au gouvernement de déposer une réponse globale au présent rapport.

Un exemplaire des procès-verbaux pertinents (*séances nos 17-21 et 23-39*) est déposé.

Respectueusement soumis,

Le président
Lee Richardson, député

LISTE DES MÉMOIRES

Organisations et individus

Agence canadienne d'évaluation environnementale

Association canadienne des producteurs pétroliers

Association minière du Canada

Canadian Energy Research Institute

Chambre de commerce de Fort McMurray

Conseil du bassin du fleuve Mackenzie

Energy Alberta Corporation

Energy Innovation Network

Fondation BIOCAP Canada

ICON Group

Initiative boréale canadienne

Institut Polaris

Ministère des ressources naturelles

Municipalité régionale de Wood Buffalo

Nature Québec / UQCN

Office national de l'énergie

Pembina Institute

Syncrude

Tribu Athabasca Chipewyan

Organismes et individus			Date	Réunion
Pembina Institute				
Mary Griffiths, analyste principal des politiques	2006/11/09	23		
Dan Woynilowicz, analyste principal de la politique	2006/02	21		
Suncor Energy Inc.				
Mark Shaw, vice-président, Viabilité des sables bitumineux	2006/11/21	24		
Synchrude				
Jim Carter, président et chef des opérations	2006/11/21	24		
Tribu Athabasca Chipewyan				
Pat Marcel, aîné	2006/11/23	25		
Université de Calgary				
David Keith, professeur, Département de génie chimique et pétrolier et département d'économie	2006/12/07	28		

Organismes et individus	Date	Réunion
Energy Alberta Corporation	Wayne Henuset	28
	2006/12/07	19
Energy Innovation Network	Michael Raymont, président et directeur général	
	2006/10/26	
Fondation BIOCAP Canada	David Layzell, président et directeur de la recherche	29
	2006/12/12	
ICON Group	Stephen Kaufman, Suncor	29
	2006/12/12	
Initiative boréale canadienne	Wishart Robson, Nexen Inc.	29
	2006/12/12	
Institut Polaris	Matt Carlson,	26
	2006/11/28	
	Alan Young, gestionnaire de programme	26
	2006/11/28	
Ministère des ressources naturelles	Tony Clarke, directeur	24
	2006/11/21	
	Howard Brown, sous-ministre adjoint, Secteur de la politique énergétique	17
	2006/10/19	
	Kevin Cliffe, directeur, Division du pétrole	17
	2006/10/19	
	Kim Kasperski, chercheur scientifique, Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CETC) - Devon	23
	2006/11/09	
Municipalité régionale de Wood Buffalo	Margaret McCuaig-Johnston, sous-ministre adjointe, Secteur de la technologie et des programmes énergétiques	23
	2006/11/09	
Nature Québec / UQCN	Melissa Blake, maire	25
	2006/11/23	
	Marylène Dussault, analyste en environnement	20
	2006/10/31	
Office national de l'énergie	Harvey Mead, président	20
	2006/10/31	
	Jim Donihue, chef des opérations	18
	2006/10/24	
	Barry Lynch, chef technique, Pétrole	18
	2006/10/24	
	Bill Wall, spécialiste des domaines techniques, Pétrole	18
	2006/10/24	

LISTE DES TÉMOINS

Organismes et individus	Date	Réunion
Agence canadienne d'évaluation environnementale		
Jean-Claude Bouchard, président	2006/12/05	27
Scott Streiner, vice-président,	2006/12/05	27
Exécution des programmes		
Peter Sylvestre, vice-président,	2006/12/05	27
Elaboration des politiques		
Albian Sands Energy Inc.		
Rob Seeley, vice-président,	2006/11/21	24
Développement durable et réglementation		
Association canadienne des producteurs pétroliers		
Pierre Alvarez, président	2006/11/02	21
Bruce Friesen, directeur,	2006/11/28	26
La terre et l'environnement (Synchrude)		
Greg Stringham, vice-président,	2006/11/02	21
Marchés et politiques fiscales		
Association minière du Canada		
Gordon Peeling, président et chef de la direction	2006/10/31	20
Bruneau Resources Management Limited		
Angus Bruneau, président et directeur d'entreprise	2006/12/07	28
Canadian Energy Research Institute		
George Eynon, vice-président,	2006/10/24	18
Développement des entreprises et relations extérieures		
Marwan Masri, vice-président,	2006/10/24	18
Recherche		
Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CTEC) - Devon		
Hassan Hamza, directeur général,	2006/10/19	17
Département des ressources naturelles		
Chambre de commerce de Fort McMurray		
Mike Allen, président	2006/11/23	25
Conseil du bassin du fleuve Mackenzie		
Jim Vollmershausen, président,	2006/11/09	23
Membre de la Commission		
Cumulative Environmental Management Association		
John McEachern, directeur exécutif	2006/12/05	27
Judy Smith, vice-présidente	2006/12/05	27

RECOMMANDATION 20 : (p. 46)

En conséquence, le Comité recommande que le gouvernement fédéral, en partenariat avec le gouvernement provincial, évalue l'impact de l'ensemble des projets de mise en valeur des sables bitumineux sur la forêt boréale et qu'il envisage la mise en place de mesures de conservation compensatoires en vue de la création d'aires protégées dans la région entourant les sables bitumineux ainsi que dans la région élargie du bassin hydrographique du fleuve Mackenzie.

RECOMMANDATION 21 : (p. 48)

Tout en reconnaissant l'engagement important pris par le Centre de CANMET de Devon dans la recherche sur la valorisation des déchets, le Comité croit qu'il incombe à l'industrie de prendre l'initiative et d'accélérer la recherche et les mesures de bonification des terres, en particulier en ce qui concerne la toxicité des résidus et de l'eau.

RECOMMANDATION 22 : (p. 49)

Le Comité souscrit à l'appel de Pat Marcel qui demande qu'on n'oublie pas les Autochtones de la région de Wood Buffalo, dont les terres ancestrales sont touchées par l'exploitation des sables bitumineux. Il encourage fortement l'industrie et le gouvernement à consulter les résidents, autochtones ou non, dont les collectivités sont touchées par cette exploitation.

fermes aux exploitants des sables bitumineux pour 2008 à 2012, 2020 et 2050, en fonction de niveaux absolus et non de « l'intensité » des émissions.

RECOMMANDATION 17 : (p. 41)

En conséquence, le Comité recommande que le gouvernement du Canada supprime la déduction pour amortissement accéléré dont bénéficient les entreprises d'exploitation des sables bitumineux pour égaliser les règles fiscales entre celles-ci et le reste du secteur du pétrole et du gaz.

RECOMMANDATION 18 : (p. 44)

Le Comité recommande donc que Ressources naturelles Canada, par le biais de la Commission géologique du Canada et de concert avec la province, accentue et accélère ses travaux relatifs à la connaissance des aquifères en Alberta, particulièrement dans les zones d'exploitation actuelle et potentielle des sables bitumineux.

RECOMMANDATION 19 : (p. 45-46)

Le Comité recommande que le gouvernement fédéral, de concert avec ses partenaires des gouvernements de l'Alberta, de la Saskatchewan et des Territoires du Nord-Ouest, des milieux universitaires et de l'industrie, accentue les recherches pour :

- déterminer l'incidence véritable des activités liées aux sables bitumineux sur l'écosystème de la rivière Athabasca, ainsi que sur la pêche par les Autochtones dans le delta des rivières de la Paix et Athabasca;
- accélérer le traitement des eaux résiduelles toxiques accumulées dans les bassins de rétention en vue de leur réutilisation dans les procédés industriels puis de leur retour à la rivière; et
- accélérer l'adoption de technologies permettant de réduire de façon marquée l'utilisation de l'eau dans les procédés d'extraction et de traitement du bitume.

Le Comité estime que la mise en valeur future des sables bitumineux ne doit pas compromettre le respect des obligations internationales du Canada relativement aux émissions de gaz à effet de serre et aux changements climatiques en vertu du Protocole de Kyoto. Nous demandons au gouvernement fédéral, dans l'esprit d'une stratégie visant les gros émetteurs finals, d'imposer des plafonds d'émissions

RECOMMANDATION 16 : (p. 39)

Le Comité recommande que le gouvernement fédéral introduise un train de mesures réglementaires contraignantes en vue d'amener l'industrie à adopter des technologies permettant de réduire considérablement les émissions de gaz à effet de serre et contenant des mécanismes, tels que des échanges de crédits d'émissions, qui faciliteraient le financement de ces technologies.

RECOMMANDATION 15 : (p. 39)

Le Comité appuie chaudement l'objectif du Pembina Institute selon lequel les sables bitumineux devraient devenir neutres en carbone d'ici 2020 par l'adoption de nouvelles technologies, comme la capture et le stockage du carbone, ou par l'achat de crédits d'émissions, ou les deux. De plus, le Comité estime que le fait d'être en mesure de vendre un baril de pétrole « neutre en carbone » aidera l'industrie à maintenir son accès aux marchés qui se préoccupent des émissions de gaz à effet de serre.

RECOMMANDATION 14 : (p. 39)

Le Comité recommande donc que le gouvernement du Canada continue de financer la recherche, tant gouvernementale qu'universitaire ou industrielle, sur d'importantes mesures de séquestration du carbone comme l'amélioration des pratiques en matière de gestion des forêts, d'agriculture et de sites d'enfouissement, l'emploi des algues et l'utilisation de la biomasse comme carburant.

RECOMMANDATION 13 : (p. 39)

Groupe consultatif national sur les sciences et technologies relatives à l'énergie durable, à savoir la technologie de la gazéification et la capture et le stockage du CO₂, et qu'il y donne suite.

RECOMMANDATION 10 : (p. 32)

De même, reconnaissant que le gouvernement fédéral joue un rôle reconnu et indubitable dans le domaine de la R-D, le Comité estime qu'il doit continuer de participer à la R-D relative aux diverses facettes de la mise en valeur des sables bitumineux

RECOMMANDATION 11 : (p. 34)

Compte tenu du degré de développement atteint dans la région de la municipalité régionale de Wood Buffalo et des nombreux projets en cours de réalisation ou projetés, le Comité recommande que le gouvernement fédéral, de concert avec le gouvernement de l'Alberta, entreprenne une évaluation exhaustive des impacts cumulatifs des activités de mise en valeur des sables bitumineux en cours et à venir. Le Comité recommande en outre que le gouvernement fédéral, par le biais de ses ressources internes ou en confiant un mandat spécifique à un organisme particulier, procède à une évaluation complète et détaillée des impacts socio-économiques et environnementaux de la mise en valeur des sables bitumineux analogue à l'analyse macroéconomique réalisée par le Canadian Energy Research Institute (CERI) dans une perspective de 20 ans (2000-2020).

RECOMMANDATION 12 : (p. 35)

Le Comité exhorte par ailleurs le gouvernement du Canada à mieux exploiter les lois actuelles comme la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (LCPE) et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) pour atténuer les menaces environnementales comme la pollution atmosphérique transfrontalière, les émissions de GES et les dommages causés aux cours d'eau et aux poissons. Dans la mesure du possible, le recours à ces lois devrait se faire en collaboration avec la province et dans le respect des champs de compétence provinciaux.

Sur la base des témoignages entendus, le Comité recommande que Ressources naturelles Canada prenne acte des deux premières priorités identifiées dans le Rapport du

RECOMMANDATION 9 : (p. 32)

Le Comité craint que le secteur public assume une trop grande part de la recherche-développement sur les sables bitumineux comparativement au secteur privé. Il demande donc à l'industrie d'accroître sa participation à la recherche-développement pour la porter à la moyenne industrielle canadienne, et il demande en outre au gouvernement fédéral d'axer ses recherches sur l'énergie renouvelable et les technologies durables.

RECOMMANDATION 8 : (p. 30)

Le Comité recommande qu'aucune décision se rapportant au recours à l'énergie nucléaire pour l'extraction de pétrole des sables bitumineux ne soit prise d'ici à ce que les répercussions de ce procédé soient clairement démontrées et comprises.

RECOMMANDATION 7 : (p. 29)

Le Comité recommande en outre que le gouvernement mette sur pied un groupe de travail mixte public/privé afin de trouver le plus rapidement possible des moyens de réduire la consommation de gaz naturel dans l'exploitation des sables bitumineux et ainsi conserver cette ressource pour une utilisation valorisée.

RECOMMANDATION 6 : (p. 29)

Sur la foi des témoignages entendus, le Comité recommande spécifiquement que Ressources naturelles Canada, de concert avec ses divers partenaires, accentue la R-D pour stimuler l'innovation en vue du remplacement du gaz naturel dans les processus d'extraction et de transformation du bitume par une source d'énergie propre du point de vue des émissions de gaz à effet de serre.

RECOMMANDATION 5 : (p. 29)

LISTE DES RECOMMANDATIONS

RECOMMANDATION 1 : (p. 14)

En ce qui concerne le rôle des pouvoirs publics, le Comité recommande que le gouvernement fédéral, et spécifiquement le ministère des Ressources naturelles, fonde l'ensemble de ses actions dans le domaine de l'exploitation des sables bitumineux sur les principes du développement durable et du pollueur-payeur.

RECOMMANDATION 2 : (p. 15)

Le Comité recommande aussi que le gouvernement fédéral respecte la compétence des provinces relativement au rythme de la mise en valeur des sables bitumineux et qu'il rejette l'éventualité de la nationalisation des sables bitumineux.

RECOMMANDATION 3 : (p. 23)

Compte tenu des témoignages entendus, le Comité recommande que le gouvernement fédéral, en collaboration avec le gouvernement de l'Alberta, renouvelle les efforts visant à combler les pénuries de travailleurs qualifiés et non qualifiés dans le secteur des sables bitumineux.

RECOMMANDATION 4 : (p. 24)

Le Comité recommande que le ministère des Ressources naturelles réalise une étude et propose un plan d'action en matière de ressources humaines pour retenir les spécialistes au sein de son ministère et atténuer l'exode des cerveaux vers l'industrie pétrolière et gazière. Le Comité recommande de plus que le gouvernement fédéral et en particulier Ressources naturelles Canada élaborent et mettent en œuvre des mesures assurant la rétention ainsi que la relève du personnel scientifique hautement qualifié nécessaire à l'exécution de leur mission et de leurs divers mandats.

Principaux émetteurs de gaz à effet de serre — 2004

Pays	Emissions de gaz à effet de serre (équivalent CO ₂)	Pourcentage des émissions totales
Etats-Unis	7 068 Mt	23,9 %
Communauté européenne	4 228 Mt	14,3 %
Chine (1994)	4 057 Mt	13,7 %
Russie	2 024 Mt	6,8 %
Japon	1 355 Mt	4,6 %
Inde (1994)	1 214 Mt	4,1 %
Canada	758 Mt	2,6 %
Australie	529 Mt	1,8 %
TOTAL MONDIAL	29 600 Mt	

Source: Convention cadre des Nations Unies sur le changement climatique (CCNUCC), 2005 et 2006 (http://unfccc.int/ghg_emissions_data/predefined_queries/items/3841.php).

Emissions de gaz à effet de serre par habitant — 2000

Pays	Emissions de gaz à effet de serre (tonnes d'équivalent CO ₂)	Rang mondial
Qatar	67,9	1
Emirats arabes unis	36,1	2
Koweït	31,6	3
Australie	25,6	4
Bahreïn	24,8	5
Etats-Unis	24,5	6
Canada	22,1	7
Brunei	21,7	8
Luxembourg	21,0	9
Trinité-et-Tobago	19,3	10
Russie	13,2	22
UE-25	10,5	37
Japon	10,4	39
Chine	3,9	99
Inde	1,9	140

Source: Kevin A. Baumert, Timothy Herzog et Jonathan Pershing, *Navigating the Numbers – Greenhouse Gas Data and International Climate Policy*, World Resources Institute, 2005, Chapter 4: Per Capita Emissions.

CONCLUSION

Les sables bitumineux confèrent au Canada un important avantage économique et stratégique. Le développement des sables bitumineux a eu des retombées économiques bénéfiques non seulement en Alberta, mais aussi ailleurs au Canada. Cependant, l'essor rapide de cette industrie pose aussi un certain nombre de défis que les gouvernements concernés n'ont pas fini de régler. On peut penser notamment à la hausse des coûts, aux pénuries de main-d'œuvre, aux émissions de gaz à effet de serre, à l'accroissement de la consommation de gaz naturel — une ressource précieuse —, à la consommation d'eau, aux conséquences environnementales cumulatives et aux répercussions sociales de ces activités, pour ne nommer que ceux-là.

Il apparaît clairement au Comité que toutes les parties concernées, dont le gouvernement fédéral, doivent redoubler d'efforts pour régler ces graves problèmes. Le statu quo est exclu. Il est temps d'amorcer la transition vers des énergies propres.

La mise en valeur des sables bitumineux constitue une grande réalisation technique et financière canadienne. La bonne combinaison de politiques et de technologies innovatrices permettra au Canada d'exploiter au maximum les ressources énergétiques des sables bitumineux tout en contenant les répercussions environnementales et sociales de cette activité afin de faire des sables bitumineux un élément essentiel d'un avenir énergétique propre.

Selon l'ONE, 1,2 milliard de dollars en dépenses d'équipement seront nécessaires au cours des cinq prochaines années pour répondre à l'ensemble des besoins en infrastructures publiques dans la région¹⁰⁹. Pour la maire de la Municipalité régionale de Wood Buffalo, la capacité de la municipalité à répondre aux besoins de base en infrastructures est depuis longtemps dépassée compte tenu du rythme actuel de développement des sables bitumineux. Sans aide supplémentaire, cette simple réalité met en péril la durabilité de l'exploitation des sables bitumineux. Les problèmes et les défis sont tels que le conseil de la Municipalité régionale de Wood Buffalo envisage maintenant le report (et non un moratoire) de certains projets de mise en valeur des sables bitumineux, le temps de mettre en place des mécanismes adéquats de développement responsable au profit des gens de Wood Buffalo, au profit de l'Alberta et au profit du Canada¹¹⁰.

Le Comité est à même de constater à quel point le développement accéléré des sables bitumineux a un impact considérable sur la région de Wood Buffalo et qu'il est urgent de trouver des réponses adéquates et concertées aux problèmes sociaux et locaux qu'a engendré la croissance trop rapide de la région. S'il le juge à propos, le gouvernement de l'Alberta pourra explorer avec le gouvernement fédéral et la Municipalité régionale de Wood Buffalo quels seraient les meilleurs moyens à leur disposition pour améliorer les infrastructures urbaines et sociales qui sont nécessaires à long terme pour assurer tant le développement des sables bitumineux que le bien-être des populations locales.

¹⁰⁹ Jim Donihue, Office national de l'énergie, *Témoignages*, 24 octobre 2006.
¹¹⁰ Melissa Blake, Municipalité régionale de Wood Buffalo, *Témoignages*, 23 novembre 2006.

intrinsèque aux autres facettes du développement effréné de la région. Le Comité a entendu plusieurs témoignages qui mettent en perspective l'ampleur des problèmes rencontrés dans la Municipalité régionale de Wood Buffalo.

La Municipalité régionale de Wood Buffalo, qui englobe la ville de Fort McMurray, compte une population de plus de 80 000 résidents — sans compter une population fantôme évaluée entre 10 000 et 12 000 personnes — alors que le plan de développement municipal prévoyait 52 000 habitants à Fort McMurray. Si le taux de croissance se maintient encore pendant six ans, une estimation jugée prudente, cela signifierait que la population de Fort McMurray pourrait presque doubler d'ici 2012. Les projets des dernières années et ceux qui sont approuvés pour les prochaines années dépassent donc toutes les prévisions faites dans les plans de la municipalité, comme l'illustrent les propos de la maire de la Municipalité régionale de Wood Buffalo :

[...] nous dépensons 160 millions de dollars pour une nouvelle installation de traitement des eaux usées dont nous devons augmenter la puissance à nouveau dès qu'elle sera terminée, et [que] nous dépassons présentement notre capacité de production. Nous disposons de 40 millions de dollars pour l'expansion de la station de traitement d'eau, qui atteindra sa capacité maximale l'an prochain; d'un montant de 107 millions de dollars pour le réaménagement du centre récréatif à MacDonald Island; de 24 millions de dollars pour un nouveau site de décharges; et de 51 millions de dollars pour de nouvelles installations pour la GRC, et ce budget, en fait, était au départ de 30 millions de dollars pour deux installations, et non pas seulement une¹⁰⁸.

De plus, le coût des loyers est le plus élevé du Canada et ceux de l'immobilier sont les plus hauts en Alberta. Par exemple, il en coûte présentement environ 485 000 dollars pour une maison unifamiliale de catégorie moyenne dans la région de Fort McMurray. L'offre de nouveaux logements est considérablement ralentie par le manque de terrains et la pénurie de main-d'œuvre en construction. La municipalité régionale connaît des congestions routières dignes des grands centres urbains du pays, faute d'infrastructures de transport, collectif ou privé, adaptées aux nouveaux besoins engendrés par la croissance rapide des activités.

Selon M^{me} Blake, au plan social, le système de soins de santé a besoin d'une augmentation de 100 p. 100 du nombre de médecins sur place, d'une nouvelle formule de financement, d'une nouvelle installation de soins continus et de plus de 150 employés de plus. Par ailleurs, la municipalité manque d'écoles, d'enseignants et de ressources pédagogiques, et les programmes, services et installations à vocation sociale ne répondent plus aux besoins actuels sur le plan de la garde des enfants et des problèmes que posent la toxicomanie, la violence familiale et l'itinérance.

[...] près des sables bitumineux d'Athabasca, où s'effectuent des achats de l'ordre de milliards de dollars et où le salaire moyen s'élève à près de 100 000 \$ par année, un groupe de personnes vit comme s'il était dans un pays du tiers monde. Soyons clairs : nos aînés ont du mal à mettre du pain sur la table, alors que l'industrie reçoit des milliards de dollars de redevances provenant de terres ancestrales¹⁰⁵.

Par ailleurs, M. Marcel a indiqué que l'exploitation des sables bitumineux compromet aussi le mode de vie traditionnel des Autochtones et peut-être même leur santé. L'extraction et le traitement *in situ* des sables bitumineux occupent des segments de plus en plus vastes des territoires traditionnels des Premières Nations et endommagent les terrains et les écosystèmes dont les Premières Nations tirent depuis toujours leur subsistance. Des données montrent aussi que la région de Wood Buffalo est de plus en plus polluée et que les Autochtones qui y habitent craignent « de manger de la nourriture [qu'ils ont] consommée pendant des milliers d'années »¹⁰⁶.

Si les Autochtones de la région de Wood Buffalo profitent financièrement dans une certaine mesure de la mise en valeur des sables bitumineux, on ne sait pas si ces avantages compenseront les conséquences sociales et environnementales à long terme de cette industrialisation rapide. Le Comité a entendu l'appel de M. Marcel quand il a dit : il ne faut pas « oublier les personnes dont les terres lui [le gouvernement de l'Alberta] permettent d'obtenir les sables bitumineux et tout le développement là-bas. Ce sont mes terres ancestrales¹⁰⁷ ».

Le Comité souscrit à l'appel de Pat Marcel qui demande qu'on n'oublie pas les Autochtones de la région de Wood Buffalo, dont les terres ancestrales sont touchées par l'exploitation des sables bitumineux. Il encourage fortement l'industrie et le gouvernement à consulter les résidents, autochtones ou non, dont les collectivités sont touchées par cette exploitation.

2. L'impact social de la mise en valeur des sables bitumineux

Tout comme les considérations économiques et environnementales, les aspects sociaux et locaux posent aussi des problèmes et des défis énormes pour les collectivités au cœur du développement des sables bitumineux. Outre les questions de main-d'œuvre qui ont été abordées antérieurement, celles relatives à l'infrastructure locale et aux services sociaux sont tout aussi importantes et sont souvent liées de façon

¹⁰⁵ Pat Marcel, *Témoignages*, 23 novembre 2006.

¹⁰⁶ Ibid.

¹⁰⁷ Ibid.

Athabasca. Aux yeux de certains, on continue de développer les sables bitumineux sur de très vastes superficies sans que l'efficacité des méthodes de bonification ait été démontrée¹⁰⁴.

Tout en reconnaissant l'engagement important pris par le Centre de CANMET de Devon dans la recherche sur la valorisation des déchets, le Comité croit qu'il incombe à l'industrie de prendre l'initiative et d'accélérer la recherche et les mesures de bonification des terres, en particulier en ce qui concerne la toxicité des résidus et de l'eau.

Les enjeux sociaux

La mise en valeur des sables bitumineux a amené une effervescence économique sans précédent dans la vaste région de Fort McMurray. Or, nul n'avait prévu une croissance si rapide des projets de développement depuis la fin des années 1990. En fait, on a atteint en 2004 la cible de production très ambitieuse d'un million de barils par jour que l'on prévoyait, en 1995, atteindre vers 2020, donc 16 ans avant la date prévue. Si un tel niveau de production a un impact économique majeur pour la région et l'ensemble du Canada, il se traduit aussi par des bouleversements tout aussi importants au plan municipal et social. De plus, le développement des sables bitumineux est réalisé dans une région où la présence autochtone s'avère importante.

1. Les répercussions de la mise en valeur des sables bitumineux sur les Premières Nations

L'exploitation des sables bitumineux a suscité un boom économique sans précédent dans la région de Wood Buffalo en Alberta. Les Premières Nations ont réussi dans une certaine mesure à tirer profit de cette activité, notamment grâce aux nouvelles occasions d'emploi et d'affaires qui s'offrent aux Autochtones là où aucune n'existait auparavant. Certaines sociétés comme Syncrude font un effort délibéré pour rejoindre les Autochtones et soutenir leur participation à l'industrie des sables bitumineux. En 2005, l'industrie a dépensé plus de 310 millions de dollars en contrats d'approvisionnement en biens et services passés avec des entreprises appartenant à des Autochtones.

Malheureusement, la manne des sables bitumineux n'est pas bien distribuée, et de nombreux résidents des collectivités des Premières Nations continuent de vivre dans la pauvreté en dépit de la richesse considérable de la région. Le Comité a entendu le témoignage poignant de Pat Marcel, président du conseil des anciens de la Première Nation Athabasca Chipewyan. M. Marcel a fait valoir au Comité que la pauvreté persiste dans la région de Wood Buffalo malgré des milliards de dollars d'investissements et l'augmentation des revenus tirés du pétrole :

¹⁰⁴ Dan Woynilowicz, Institut Pembina, *Témoignages*, 2 novembre 2006.

tenues de verser un cautionnement dont la somme doit équivaloir aux travaux éventuels de remise en état des terres.

Les compagnies Suncor et Syncrude font figure de pionnières en matière de remise en état des terres, Suncor ayant débuté ses activités de bonification dans les années 1960. Il s'agit toutefois d'un processus lent et à long terme, compte tenu des défis qui y sont associés. Moins de 1 000 hectares de terres ont été remis en état chez Suncor et environ 4 500 hectares chez Syncrude, qui prévoit des travaux échelonnés sur une cinquantaine d'années pour satisfaire aux exigences gouvernementales. Un représentant de la compagnie a indiqué que Syncrude avait accompli des progrès constants au cours des dernières années :

En résumé, au site de Mildred Lake, nous remettons des terrains en état plus rapidement que nous en altérons. Nous sommes en train de réduire l'empreinte écologique à cet endroit. Si nous continuons au même rythme qu'à l'heure actuelle — l'an dernier nous avons remis en état 260 hectares, soit environ un mille carré — il nous faudra encore 50 ans de travail. Les activités d'exploitation dureront encore pendant à peu près 30 ans, et une fois qu'elles auront cessé, la remise en état prendra encore cinq à dix ans. Il s'agit donc d'un projet qui s'échelonnera sur 35 à 40 ans. Si nous continuons au rythme actuel, nous aurons terminé dans 50 ans. Nous devons accélérer le rythme, mais seulement un peu, car nous sommes pratiquement rendus là où nous devrions être¹⁰³.

Pour l'heure, aucune certification du gouvernement de l'Alberta n'a été demandée ou octroyée pour les terres remises en état; une fois certifiées, ces terres redeviendront du domaine public. Le gouvernement de l'Alberta estime qu'environ 42 000 hectares de terres sont présentement altérés par l'exploitation minière des sables bitumineux.

Malgré tous les efforts et les sommes consenties par l'industrie tant sur le terrain que pour la recherche, tous ne partagent pas l'optimisme dont elle fait preuve. Selon certains, on n'a pas réalisé de projet de remise en état à suffisamment grande échelle pour démontrer que l'on est capable de rétablir des écosystèmes boreaux diversifiés. On craint notamment que lorsque les eaux souterraines et de surface circuleront dans ces secteurs remis en état où des résidus solidifiés ont été intégrés au paysage, il y ait libération de différents produits toxiques. On s'interroge sur la viabilité écologique à long terme de ces sites que l'on considère remis en état. D'autres inquiétudes concernent les résidus fins mûrs, pour lesquels on ne connaît pas encore de mode de gestion efficace à long terme. À l'heure actuelle, ces boues aux toxines résiduelles reposent au fond de ce qu'on appelle des lacs de kettle, dont l'eau risque de s'écouler vers la rivière

¹⁰³ Bruce Friesen, Syncrude, *Témoignages*, 28 novembre 2006.

réutilisation dans les procédés industriels puis de leur retour à la rivière; et

- accélérer l'adoption de technologies permettant de réduire de façon marquée l'utilisation de l'eau dans les procédés d'extraction et de traitement du bitume.

6. La remise en état des terres

La nature même des sables bitumineux fait en sorte que leur mise en valeur, que ce soit par l'exploitation minière ou par la méthode *in situ*, engendre une perturbation inégale du territoire et du paysage sur d'immenses superficies. Dans le cas de l'exploitation minière des sables bitumineux, il est nécessaire de couper la forêt et d'enlever le sol de couverture avant de creuser dans ces sables. On estime que la superficie ainsi perturbée pourrait atteindre environ 3 000 km². Pour ce qui est de l'exploitation *in situ*, la dégradation du paysage peut paraître moindre, mais la nécessité de creuser de nombreux puits et de construire routes, pipelines et lignes de transmission exige le défrichement d'une partie considérable de la forêt boréale. L'impact sur le paysage peut sembler moins important, mais la conséquence la plus importante concerne la fragmentation de l'habitat, du point de vue de la faune et de la flore. Cette forme d'exploitation pourrait affecter à long terme des dizaines de milliers de km² de forêt boréale¹⁰².

En conséquence, le Comité recommande que le gouvernement fédéral, en partenariat avec le gouvernement provincial, évalue l'impact de l'ensemble des projets de mise en valeur des sables bitumineux sur la forêt boréale et qu'il envisage la mise en place de mesures de conservation compensatoires en vue de la création d'aires protégées dans la région entourant les sables bitumineux ainsi que dans la région élargie du bassin hydrographique du fleuve Mackenzie.

En vertu de la législation albertaine, les promoteurs du développement des sables bitumineux sont tenus, pour obtenir les permis nécessaires, de réaliser une évaluation des impacts environnementaux de leur projet et de présenter un plan détaillé de remise en état des terres une fois l'extraction du bitume terminée. D'une manière générale, on entend par remise en état des terres la remise en place de la couche de terre arable — mise en réserve avant l'exploitation — et la végétalisation à l'aide d'arbres, d'arbustes et d'autres plantes indigènes de la région. Ce processus s'étale sur de nombreuses années. De plus, les compagnies qui pratiquent l'exploitation minière des sables bitumineux sont

¹⁰² Bruce Friesen, Synchronde, et Alan Young et Matt Carlson, Initiative boréale canadienne, *Témoignages*, 28 novembre 2006.

débit d'eau le plus bas dans l'industrie des sables bitumineux. Chez Syncrude, chaque mètre cube d'eau importée est recyclé 18 fois¹⁰⁰. Comme on l'a expliqué au Comité lors de sa visite des installations de Syncrude en novembre 2006, un tel recyclage est possible parce que la compagnie a pu au fil des ans remplir ses bassins de rétention où elle puise l'eau nécessaire à certains processus. Les nouveaux projets requièrent une plus grande quantité d'eau de la rivière Athabasca, en attendant du moins que suffisamment d'eau se soit accumulée dans les nouveaux bassins de rétention pour pouvoir ensuite être recyclée.

L'industrie a accompli de réels progrès, mais compte tenu du rythme de développement envisagé, le bassin de la rivière Athabasca pourrait faire face à de graves problèmes s'il n'y a pas un changement radical de technologie au plan de l'utilisation de l'eau. À ce titre, le procédé THAI (pour « Toe to Heel Air Injection »), évoqué par M. Raymont, est un exemple prometteur de technologie qui n'utilise pratiquement pas d'eau et moins d'énergie. Il fait appel à une combustion souterraine lancée au départ par du gaz de combustion, puis entraînée par injection d'air, pour améliorer la viscosité des sables bitumineux et permettre de les recueillir dans un tuyau souterrain, avant de les pomper vers la surface¹⁰¹.

Les témoignages entendus par le Comité indiquent clairement que la question de l'eau demeure cruciale à plusieurs niveaux dans la mise en valeur des sables bitumineux. Le Comité est préoccupé par les répercussions des activités actuelles et projetées d'exploitation des sables bitumineux sur l'eau du bassin de la rivière Athabasca. Il estime impératif de réduire la consommation d'eau et de voir au traitement des eaux résiduelles toxiques en vue de leur réutilisation dans les procédés industriels puis de leur retour à la rivière. Voilà des défis énormes pour l'industrie et les chercheurs.

Le Comité recommande que le gouvernement fédéral, de concert avec ses partenaires des gouvernements de l'Alberta, de la Saskatchewan et des Territoires du Nord-Ouest, des milieux universitaires et de l'industrie, accentue les recherches pour :

- déterminer l'incidence véritable des activités liées aux sables bitumineux sur l'écosystème de la rivière Athabasca, ainsi que sur la pêche par les Autochtones dans le delta des rivières de la Paix et Athabasca;

- accélérer le traitement des eaux résiduelles toxiques accumulées dans les bassins de rétention en vue de leur

¹⁰⁰ Don Thompson, Syncrude, *Performance & Potential: Report Card on Syncrude's Management of Environmental & Socio-Economic Issues*, Présentation devant le Comité à Fort McMurray, 20 novembre 2006.

¹⁰¹ Michael Raymont, *Energyline, Témoignages*, 26 octobre 2006.

injectée dans le bitume pour le réchauffer et le ramollir de façon à ce qu'il puisse être pompé jusqu'à la surface. Toutefois, l'eau utilisée à cette fin provient principalement des nappes souterraines salines et des eaux souterraines douces de faible profondeur. Or, la connaissance des aquifères est encore bien fragmentaire tant à l'échelle du pays qu'en Alberta — à l'exception peut-être de l'aquifère Paskapoo —, ce qui fait dire à l'institut Pembina que l'on ne dispose pas de suffisamment de données de base pour déterminer les incidences des opérations *in situ* sur les eaux souterraines. Compte tenu du drainage important des terres humides pour les opérations minières et du changement climatique, on s'inquiète particulièrement du rythme de rétablissement des niveaux des aquifères d'eau douce peu profonds. La Commission géologique du Canada, qui relève du ministre des Ressources naturelles, a entrepris des recherches approfondies et la cartographie de toute la partie du nord de l'Alberta afin de mieux comprendre ce qui se passe avec les aquifères et les eaux souterraines. Par contre, il revient aux provinces de surveiller et de contrôler les eaux souterraines.

Le Comité recommande donc que Ressources naturelles Canada, par le biais de la Commission géologique du Canada et de concert avec la province, accentue et accélère ses travaux relatifs à la connaissance des aquifères en Alberta, particulièrement dans les zones d'exploitation actuelle et potentielle des sables bitumineux.

Des projets-pilotes visant à réduire l'utilisation d'eau misent sur un mélange de solvants et de vapeur. Il y a également un nouveau projet d'injection d'air à l'aide d'un dispositif horizontal et vertical, qui brûle le bitume *in situ* pour réchauffer le bitume puis utiliser la chaleur en provenance du brûlage résiduel du bitume pour réchauffer le bitume adjacent, qui fond sous son effet, mais il est encore trop tôt pour dire si ces techniques pourront être appliquées.

Le taux de recyclage de l'eau dans les processus d'extraction et de traitement des sables bitumineux varie entre 50 et 80 p. 100 dans les opérations minières et peut atteindre 90 p. 100 et plus dans les opérations *in situ* lorsque l'eau est traitée pour créer des déchets sales secs et de l'eau plus propre pour produire la vapeur.⁹⁸ Certes, l'industrie a accompli d'importants progrès afin de réduire sa consommation d'eau. Par exemple, Suncor a doublé sa production dans les cinq dernières années sans avoir augmenté sa consommation d'eau.⁹⁹ De même, Syncrude a réduit sa consommation d'eau de 60 p. 100 depuis le début des années 1980 notamment grâce à de meilleures méthodes de recyclage, de surveillance, d'entretien et de mise à niveau de l'équipement. Syncrude importe maintenant 2,3 mètres cubes d'eau de la rivière Athabasca par mètre cube de pétrole brut produit, soit moins de la moitié de la moyenne de l'industrie et le

⁹⁸ Margaret McCuaig-Johnston, Secteur de la technologie et des programmes énergétiques, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 9 novembre 2006.

⁹⁹ Gordon Peeling, Association minière du Canada, *Témoignages*, 31 octobre 2006.

associées. Les spécialistes du Centre de la technologie de l'énergie de CANMET à Devon ont décrit le processus ainsi :

Le problème est que bien que le sable dans les déchets se dépose rapidement lorsqu'il est versé dans le bassin, l'argile reste en suspension et au bout de trois ans environ cela finit par former une boue légère appelée résidus fins murs, d'où le nom bassin de résidus. Ce liquide résiduel à peu près la consistance du ketchup, et il ne se tassera pas davantage. L'eau dans ces bassins est beaucoup plus salée que l'eau de rivière, et elle est toxique, du fait de la présence d'acides naphthéniques, bien que cette toxicité disparaisse au fil du temps, des bactéries naturelles venant s'attaquer aux molécules d'acides⁹⁵ naphthéniques, processus qui demande en règle générale entre un et deux ans⁹⁶.

Il est donc primordial que l'eau en provenance des bassins de résidus ne s'introduise pas dans les eaux souterraines ou dans le sol. L'introduction de nouvelles technologies dans le but de réduire le volume d'eau utilisé dans l'extraction du bitume prend aussi toute son importance. Depuis environ 15 ans, le Centre de la technologie de l'énergie de CANMET à Devon consacre beaucoup d'énergie à la recherche sur les résidus. Par exemple, il a participé activement au « Fine Tails Fundamentale Consortium », une initiative conjointe de cinq ans et de 3,8 millions de dollars par an, qui a débouché sur la méthode de traitement des résidus composites permettant de produire des boues renfermant moins d'eau. Les expériences portant sur des résidus consolidés se sont traduites par la récupération d'une dizaine d'hectares sur lesquels poussent certaines plantes, mais qui ne garantissent pas le rétablissement de la forêt boréale et des tourbières naturelles d'avant la mise en exploitation. Quant à l'utilisation de procédés d'extraction du bitume produisant des résidus composites ou des résidus secs, Mary Griffiths de l'Institut Pembina estime qu'il faudra peut-être attendre l'an 2030 avant qu'il n'y ait de grandes percées ou de solutions de rechange à l'extraction du bitume à base d'eau⁹⁶.

La problématique est quelque peu différente en ce qui a trait à l'exploitation *in situ* des sables bitumineux. Bien que celle-ci ne concerne présentement qu'environ le tiers de la production de bitume en Alberta, on sait qu'elle augmentera progressivement à plus ou moins long terme sachant qu'une grande proportion du bitume se trouve à des profondeurs trop grandes pour qu'on puisse l'extraire directement. Selon les prévisions de l'ONE pour le scénario de référence, les volumes nets de bitume produit par extraction à ciel ouvert, par séparation thermique *in situ* et par récupération primaire *in situ* non thermique compteraient respectivement pour 52 %, 44 % et 4 % de la production d'ici 2015⁹⁷. La production *in situ* utilise beaucoup d'eau pour produire la vapeur qui est

95

Margaret McCuaig-Johnston, Secteur de la technologie et des programmes énergétiques, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 9 novembre 2006.

96

Mary Griffiths, Institut Pembina, *Témoignages*, 9 novembre 2006.

97

Office national de l'énergie, *Les sables bitumineux du Canada, Perspectives et défis jusqu'en 2015* — Mise à jour, *Évaluation du marché de l'énergie*, juin 2006.

d'exploitation en cours consomment autant d'eau que la ville de Calgary⁹², une ville d'environ 1 million d'habitants. Si l'on ajoutait les projets au stade de la planification aux projets existants, c'est une consommation d'eau équivalente à celle de la ville de Toronto qui serait nécessaire pour la seule exploitation des sables bitumineux. Toujours selon l'Institut Pembina, moins de 10 p. 100 de cette eau sont retournés dans la rivière Athabasca si bien que l'on se demande s'il y a suffisamment d'eau dans la rivière pour assurer le débit nécessaire à la préservation de la santé de l'écosystème aquatique, particulièrement en raison des débits très faibles en hiver et hautement variables d'une année sur l'autre.

Devant l'incapacité de la Cumulative Environmental Management Association, ou CEMA, de déterminer les besoins en débit de la rivière avant janvier 2006, il est revenu au ministère de l'Environnement de l'Alberta d'établir un cadre provisoire pour les besoins en débit et la gestion de l'eau sur le cours inférieur de la rivière Athabasca. Ce cadre a déterminé un certain nombre de seuils de débit, des effets environnementaux potentiels et des exigences en matière de gestion, mais il n'a pas encore été mis en œuvre. La dernière ébauche, en date du 10 juillet 2006, à laquelle Pêches et Océans Canada a participé, est jugée insatisfaisante du point de vue des groupes autochtones et environnementaux, car le régime permettrait toujours des retraits d'eau de la rivière Athabasca, même lorsqu'il y aurait de graves risques pour celle-ci. Il semble que de nouvelles décisions en matière d'allocation d'eau pourraient être prises en dépit du fait qu'il n'y a pas encore en place un solide cadre de gestion de l'eau.

Plusieurs s'inquiètent par ailleurs des effets des ponctions dans la rivière Athabasca sur le delta des rivières de la Paix et Athabasca, le plus important delta boréal au monde et l'une des plus importantes aires de repos et de nidification de sauvagine en Amérique du Nord. Au dire de l'Institut Pembina, « il faudra effectuer davantage de recherches pour déterminer l'incidence véritable des activités liées aux sables bitumineux sur l'écosystème ainsi que sur la pêche par les Autochtones dans le delta.⁹³ »

Outre l'extraction d'eau de la rivière Athabasca, la question des eaux résiduelles demeure préoccupante pour certains témoins entendus par le Comité. Selon M^{me} Mary Griffiths, de l'Institut Pembina, seule une faible proportion de l'eau puisée dans la rivière Athabasca y est retournée, le gros de cette eau étant détourné vers des bassins de résidus. Or, pour certains, il demeure difficile de parler de bassins de résidus puisque la cuvette de rétention des résidus couvre une superficie d'environ 50 km² (5 000 hectares)⁹⁴. L'Office national de l'énergie considère aussi que la gestion des résidus est un défi de taille car, une fois le bitume séparé, une part importante de l'eau est contaminée par le sable et le bitume résiduel ainsi que les contaminants qui lui sont

⁹² Le double si on ajoute les projets autorisés.

⁹³ Mary Griffiths, Institut Pembina, *Témoignages*, 9 novembre 2006.

⁹⁴ Ibid.

amortissement accéléré du coût des biens d'équipement utilisés dans l'exploitation des sables bitumineux, le gouvernement encourage sensiblement les investissements dans ces activités et se prive, temporairement, de certains revenus fiscaux.

En conséquence, le Comité recommande que le gouvernement du Canada supprime la déduction pour amortissement accéléré dont bénéficiaient les entreprises d'exploitation des sables bitumineux pour égaliser les règles fiscales entre celles-ci et le reste du secteur du pétrole et du gaz.

5. L'utilisation de l'eau

La municipalité de Fort McMurray et la rivière Athabasca font partie du vaste bassin hydrographique du fleuve Mackenzie. Celui-ci couvre une immense superficie de 1,8 million de kilomètres carrés, soit environ le sixième du territoire canadien. Il ne compte toutefois qu'une faible population d'environ 360 000 habitants. Contrairement à la plupart des grands bassins fluviaux du monde, où le développement et la population se trouvent principalement en aval, près des embouchures, le développement du bassin du Mackenzie se fait dans les parties tout à fait en amont. La région de la municipalité régionale de Wood Buffalo et de la ville de Fort McMurray est sans doute celle qui connaît depuis quelques années le développement le plus intensif.

D'une manière générale, la question de l'utilisation de l'eau dans le contexte des sables bitumineux est abordée en regard de la quantité d'eau requise pour extraire et traiter le bitume. Or, l'Institut Pembina a aussi insisté sur le fait que l'extraction des sables bitumineux — l'aspect le plus manifeste des activités liées aux sables bitumineux et qui a une très forte incidence sur les terres humides — nécessite au préalable que les terres humides soient drainées avant l'enlèvement des dépôts sous-jacents pour exposer le bitume. De même, l'aquifère de fond, soit la couche d'eau sous le bitume, doit aussi être drainé pour que les mines ne soient pas inondées. Cette procédure peut donc amener une réduction considérable de l'eau et des terres humides de la région.

Selon l'Institut, ce sont toutefois les procédés d'extraction proprement dite du bitume des sables et la production de pétrole brut synthétique qui exigent le plus d'eau. De fait, bien que le bitume ne compte que pour 10 à 12 p. 100 environ de la quantité totale de matières extraites, il faut, même en recyclant l'eau, compter entre deux et quatre barils et demi d'eau pour produire un baril de pétrole brut synthétique⁹¹. La majorité — les deux tiers en fait — de tous les retraits d'eau de la rivière Athabasca sont le fait de l'exploitation des sables bitumineux, d'où son importance énorme dans l'approvisionnement en eau de cette industrie. On estime par exemple que les projets

d'innovation en matière de technologie et de rendement dont elle a fait preuve par le passé pour surmonter des défis économiques et environnementaux, l'industrie n'a d'autre choix que de relever le défi de la séquestration et du stockage du CO₂. Plusieurs intervenants entendus par le Comité ont par ailleurs ciblé la déduction pour amortissement accéléré dont bénéficie l'industrie des sables bitumineux.

4. Le traitement fiscal de l'exploitation des sables bitumineux

Le gouvernement du Canada ne subventionne pas directement l'exploitation des sables bitumineux. Par contre, il aide indirectement l'industrie par la voie d'encouragements fiscaux qui stimulent l'investissement et l'expansion des entreprises. D'après les témoignages entendus, il apparaît que les investissements dans les mines de sables bitumineux et dans les installations d'extraction *in situ* bénéficient d'un traitement préférentiel par rapport au reste du secteur de l'énergie, en particulier d'une version « accélérée » de la déduction pour amortissement, semblable à celle des opérations minières.

La déduction pour amortissement (DPA) est une déduction fiscale non remboursable qui réduit le montant des impôts à payer en permettant aux entreprises de déduire, de manière échelonnée dans le temps, le coût de certains biens d'équipement. Les taux de la DPA reflètent généralement la vie utile des biens. Le coût de la plupart des biens d'équipement utilisés dans l'extraction et la transformation du pétrole classique et du gaz peut être déduit à un rythme de 25 p. 100 par an sur la base de la valeur résiduelle⁹⁰.

Or, dans le cas des sables bitumineux, les investissements bénéficient d'une déduction pour amortissement accéléré de 100 p. 100. Concrètement, cela veut dire qu'une société ne paie aucun impôt fédéral sur les bénéfices provenant de nouvelles installations de mise en valeur des sables bitumineux tant que les coûts d'équipement admissibles qui y sont associés n'ont pas été intégralement amortis aux fins de l'impôt. Il est important de comprendre que la déduction pour amortissement accéléré à l'égard des investissements afférents à l'exploitation des sables bitumineux ne fait que différer le paiement de l'impôt et ne change rien au montant de l'impôt à payer. La dépense fiscale réside dans le coût qu'entraîne, pour le gouvernement, le fait que les contribuables réclament une déduction plus tôt qu'autrement. Autrement dit, elle est fonction de la valeur de rendement de l'argent. Il reste qu'en permettant ainsi un

⁹⁰ Cette méthode consiste à appliquer le taux de DPA au solde non amorti du coût d'un bien ou d'un groupe de biens de la même catégorie à la fin de chaque exercice.

on estime qu'au moins 30 millions de tonnes d'équivalents de CO₂ pourraient être ainsi stockées d'ici 2050⁸⁹.

Le Comité recommande donc que le gouvernement du Canada continue de financer la recherche, tant gouvernementale qu'universitaire ou industrielle, sur d'importantes mesures de séquestration du carbone comme l'amélioration des pratiques en matière de gestion des forêts, d'agriculture et de sites d'enfouissement, l'emploi des algues et l'utilisation de la biomasse comme carburant.

Le Comité appuie chaudement l'objectif du Pembina Institute selon lequel les sables bitumineux devraient devenir neutres en carbone d'ici 2020 par l'adoption de nouvelles technologies, comme la capture et le stockage du carbone, ou par l'achat de crédits d'émissions, ou les deux. De plus, le Comité estime que le fait d'être en mesure de vendre un baril de pétrole « neutre en carbone » aidera l'industrie à maintenir son accès aux marchés qui se préoccupent des émissions de gaz à effet de serre.

Le Comité recommande que le gouvernement fédéral introduise un train de mesures réglementaires contraignantes en vue d'amener l'industrie à adopter des technologies permettant de réduire considérablement les émissions de gaz à effet de serre et contenant des mécanismes, tels que des échanges de crédits d'émissions, qui faciliteraient le financement de ces technologies.

Le Comité estime que la mise en valeur future des sables bitumineux ne doit pas compromettre le respect des obligations internationales du Canada relativement aux émissions de gaz à effet de serre et aux changements climatiques en vertu du Protocole de Kyoto. Nous demandons au gouvernement fédéral, dans l'esprit d'une stratégie visant les gros émetteurs finals, d'imposer des plafonds d'émissions fermes aux exploitants des sables bitumineux pour 2008 à 2012, 2020 et 2050, en fonction de niveaux absolus et non de « l'intensité » des émissions.

Tous ne partagent pas la même vision quant à savoir qui doit payer la note du piégeage et du stockage du CO₂. Certains prétendent que, compte tenu des profits records enregistrés par l'industrie pétrolière et gazière en 2005 et de la capacité

qu'il revienne à la surface, qu'il présente un danger ou qu'il contribue à nouveau à augmenter les émissions de gaz à effet de serre seraient très faibles⁸⁶.

Selon plusieurs témoins entendus par le Comité, la géologie du bassin sédimentaire de l'Ouest est tout indiquée pour le piégeage permanent du CO₂, particulièrement dans les aquifères salins profonds. Toutefois, une telle approche a un coût élevé pour l'industrie, d'où l'urgence de trouver des mécanismes qui permettront au secteur privé d'internaliser ces facteurs externes. L'Institut Pembina s'intéresse de près aux possibilités que représentent le piégeage et le stockage du CO₂. Dans un rapport récent⁸⁷, il fait état d'une analyse de ce qu'il en coûterait aux exploitants pour que la mise en valeur des sables bitumineux devienne neutre en carbone ou présente des émissions nettes nulles de gaz à effet de serre d'ici 2020. Selon les estimations de l'Institut, il en coûterait entre 1,76 et 13,65 dollars US le baril pour obtenir une production neutre en carbone, cela sans tenir compte des sources possibles de revenus liées à la récupération assistée du pétrole ou des réductions de coût vraisemblables qui proviendraient des améliorations de la technologie après la mise en application.

L'industrie montre un intérêt réel pour cette technologie, comme en fait foi la mise sur pied en 2005 du « Integrated CO₂ Network » ou ICON Group, qui regroupe douze grandes compagnies du secteur pétrolier et gazier de l'Ouest, afin d'étudier un projet de séquestration à grande échelle dans les formations géologiques (nappes d'eau salée souterraines et réservoirs épuisés de pétrole et de gaz naturel). Le CO₂ capté et ainsi stocké ne proviendrait pas uniquement des procédés d'extraction des sables bitumineux, mais de centrales de génération d'électricité à partir de charbon, de mazout ou de gaz naturel, ainsi que des raffineries et autres centres de traitement du pétrole et du gaz. Le groupe estime que le projet à l'étude pourrait séquestrer quelque 20 mégatonnes de CO₂ par année, mais précise que le principal frein à la mise en œuvre de cette technologie demeure les coûts élevés, de l'ordre de 30 à 50 dollars la tonne de CO₂. Les témoignages entendus par le Comité indiquent que de toute évidence l'industrie n'est pas prête à assumer seule les coûts d'implantation de la technologie du captage et du stockage du CO₂. Elle juge essentiel de mettre en place un mécanisme encourageant l'implantation de telles technologies, que ce soit par l'octroi de subventions ou la vente de crédits d'émissions ou par tout autre mécanisme analogue⁸⁸.

Par ailleurs, en parallèle à l'introduction de technologies de piégeage du CO₂, il ne faudrait pas négliger la capacité de la forêt et des terres en culture à séquestrer le CO₂ atmosphérique. Comme l'a fait valoir le représentant de la Fondation BIOCAP Canada,

⁸⁶ Dan Woynilowicz, Institut Pembina, *Témoignages*, 2 novembre 2006.

⁸⁷ *Carbon Neutral by 2020: A Leadership Opportunity in Canada's Oil Sands*, Dan Woynilowicz, Institut Pembina, *Témoignages*, 2 novembre 2006.

⁸⁸ « Integrated CO₂ Network » (ICON Group), *Témoignages*, 12 décembre 2006.

de grande envergure qui consiste à injecter une quantité considérable de dioxyde de carbone dans le sous-sol pour accroître de façon importante la production de pétrole. Dans le cadre de ce projet, le CO₂ provient toutefois d'installations américaines de gazéification du charbon au Dakota du Nord, ce qui fait dire à plusieurs que l'on pourrait maintenant faire de même en Alberta en captant le CO₂ provenant des sables bitumineux.

Dans le cas précis des sables bitumineux, la technologie de captage du CO₂ existe déjà, mais le gaz qui sort des cheminées est déjà à la pression atmosphérique et sa compression en une forme utilisable risque elle-même de produire du CO₂ et de coûter très cher. L'industrie estime en effet qu'il pourrait en coûter 50 à 60 dollars la tonne, tandis que les entreprises qui effectuent la récupération assistée du pétrole ne peuvent se permettre de payer qu'environ 20 \$ à 25 \$ la tonne⁸⁴. Il est donc nécessaire, d'une part, d'améliorer la technologie de captage du CO₂ à la source et, d'autre part, d'acheminer le CO₂ en grande quantité aux sites d'utilisation.

Selon l'ONE, il faudrait un pipeline de CO₂ exclusif à partir de Fort McMurray jusqu'aux gros gisements de pétrole léger ou de méthane de houille (gaz naturel) du centre de l'Alberta pour encourager le captage, le stockage et l'utilisation de gros volumes de CO₂ pour extraire davantage de pétrole et de gaz, par exemple dans les champs pétroliers de Pembina ou de Midale (bassin de Williston). Il existe diverses propositions visant à construire de tels pipelines, notamment par les compagnies Penn West, Apache, Kinder Morgan. Une fois le CO₂ transporté des lieux d'émission aux sites d'utilisation, on risque assez rapidement d'atteindre la capacité d'utilisation dans les gisements de pétrole et de gaz naturel pour la récupération assistée. L'évaluation faite par l'Alberta Geological Survey indique que la capacité cumulative des réservoirs de l'Ouest canadien est de 3,2 Gt de CO₂ pour les gisements de gaz et de 560 Mt pour les gisements de pétrole⁸⁵. C'est pourquoi plusieurs études s'intéressent au stockage pur et simple dans les couches profondes de diverses natures.

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC de l'ONU) considère le piégeage et le stockage (PSC) du CO₂ comme une option intéressante parmi les mesures d'atténuation visant à stabiliser la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Selon le GIEC, les techniques actuelles permettraient de piéger de 85 à 95 p. 100 du CO₂ traité dans une installation de piégeage mais, pour ce faire, il faudra par exemple de 10 à 40 p. 100 plus d'énergie pour le piéger et le compresser. Dans le cadre d'une analyse approfondie des techniques de capture et de stockage du CO₂ et des options de séquestration partout dans le monde, le GIEC a constaté que les aquifères salins profonds étaient préférables parce que le CO₂ change chimiquement avec l'eau saline, devient plus dense et coule au fond. Ainsi, les risques

⁸⁴ Association canadienne des producteurs pétroliers, *Témoignages*, 2 novembre 2007, et Office national de l'énergie, *Témoignages*, 24 octobre 2006.

⁸⁵ Michael Raymont, *Energyline*, *Témoignages*, 26 octobre 2006.

sables bitumineux, cette ressource constitue la source d'émissions de gaz à effet de serre qui connaît la croissance la plus rapide. Selon l'Institut Pembina, les sables bitumineux pourraient représenter la moitié de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre au Canada entre 2003 et 2010⁸¹.

À l'heure actuelle, l'Institut Pembina estime que les émissions de gaz à effet de serre ont atteint environ 37 mégatonnes en 2005 par rapport à 23 mégatonnes en 2000; de fait, les émissions ont doublé depuis 1995⁸². Selon la mise à jour 2006 de l'ONE, les émissions totales pourraient atteindre 67 mégatonnes par an d'ici 2015 — certains disent même en 2010 — si la production atteint 3 à 3,5 millions de barils par jour.

Des progrès importants ont été réalisés pour diminuer l'intensité des émissions de GES produites par les exploitants des sables bitumineux. De fait, l'intensité des émissions de gaz à effet de serre par baril de pétrole produit a diminué de plus de 20 p. 100 entre 2000 et 2005, mais cette diminution a été absorbée par l'augmentation globale de la croissance et de la production, de sorte que le volume total de gaz à effet de serre rejetés dans l'atmosphère continue à augmenter chaque année⁸³. Même si l'industrie continue à améliorer l'efficacité énergétique de ses procédés d'extraction et de traitement du bitume, notamment en réduisant ou remplaçant l'utilisation du gaz naturel, on semble s'attendre pour dire qu'il faut rapidement mettre en place des technologies de captage et de stockage du CO₂ pour arriver à réduire les émissions globales de gaz à effet de serre.

3. Le captage et le stockage du dioxyde de carbone

Le captage et le stockage du soufre dans les procédés de traitement se fait déjà avec succès à certaines installations comme en font fois les gigantesques piles de soufre solide observées par les membres du Comité sur le site d'exploitation de la compagnie Syncrude. Plusieurs estiment que les technologies de captage et de stockage du CO₂ ont atteint un certain degré de maturité qui justifierait leur utilisation à grande échelle. Néanmoins, plusieurs obstacles restent à surmonter, tant au plan économique qu'au plan technique.

Selon Ressources naturelles Canada, il existe actuellement des procédés de captage et de stockage du carbone commercialement viables, du fait que le stockage de dioxyde de carbone dans le sol accroît le taux de récupération du pétrole dans les puits, ce qui compense largement les coûts supplémentaires. Le Ministère collabore étroitement avec plusieurs autres partenaires gouvernementaux, industriels et académiques au projet de contrôle et de stockage du dioxyde de carbone de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) à Weyburn en Saskatchewan qui en est à sa deuxième phase. Il s'agit d'un projet

⁸¹ Dan Woynillowicz, Institut Pembina, *Témoignages*, 2 novembre 2006.

⁸² Données de l'Office national de l'énergie et de l'Institut Pembina.

⁸³ Jim Donihue, Office national de l'énergie, *Témoignages*, 24 octobre 2006.

Le Comité exhorte par ailleurs le gouvernement du Canada à mieux exploiter les lois actuelles comme la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (LCPE) et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) pour atténuer les menaces transfrontalière, les émissions de GES et les dommages causés aux cours d'eau et aux poissons. Dans la mesure du possible, le recours à ces lois devrait se faire en collaboration avec la province et dans le respect des champs de compétence provinciaux.

Le gouvernement de l'Alberta a lancé à l'automne 2006 une consultation multilatérale sur les sables bitumineux à laquelle participe le gouvernement fédéral. Il s'agit en quelque sorte, a-t-on fait valoir, d'une évaluation environnementale régionale de haut niveau dans le cadre de laquelle le gouvernement albertain tente d'évaluer quelle sera l'incidence de l'ensemble de la mise en valeur du nord de la province. Sans doute que les résultats des travaux et consultations menés par le Oil Sands Multi-stakeholder Committee amèneraient une contribution réelle à une évaluation exhaustive des impacts cumulatifs des projets de mise en valeur des sables bitumineux.

2. Les émissions de gaz à effet de serre

S'il est une préoccupation environnementale en ce qui a trait à la mise en valeur des sables bitumineux, outre les questions relatives à l'utilisation de l'eau, c'est bel et bien celle des émissions de gaz à effet de serre et de polluants. En effet, l'accroissement de la production de bitume et de brut synthétique au cours de la dernière décennie s'est traduit par une augmentation substantielle des émissions, faisant de ce secteur d'activité la source d'émissions qui connaît la croissance la plus rapide au pays. Les scénarios d'accélération de la production pour les dix à quinze prochaines années ne sont pas sans inquiéter si des mesures de réduction des émissions ne sont pas mises en place.

En raison de l'intensité énergétique nécessaire pour extraire le bitume des sables bitumineux et en augmenter la qualité afin de produire du pétrole synthétique, le volume de pollution attribuable aux gaz à effet de serre dégagé par baril est environ trois fois plus élevé pour les sables bitumineux que pour la production de pétrole classique. La production de gaz à effet de serre n'est pas due uniquement à la forte consommation d'énergie, mais également aux vapeurs libérées des solvants utilisés pour mobiliser le pétrole. Certains de ces solvants ont un effet multiplicateur sur les émissions globales de dioxyde de carbone⁸⁰. Etant donné l'augmentation importante prévue de la production de

⁸⁰ Hassan Hamza, Centre CANMET de Devon, *Témoignages*, 19 octobre 2006.

transfrontalière, les gaz à effet de serre, etc.⁷⁶ Pourtant, comme le faisait remarquer M^{me} Mary Griffiths de l'Institut Pembina, « C'est là où le gouvernement fédéral conserve un rôle et peut-être devrait-il le jouer avec plus d'enthousiasme qu'il n'en a montré par le passé. [...] À l'heure actuelle, beaucoup de ce qui se fait est discrétionnaire. Le ministère des Pêches et des Océans ne saisit parfois pas de façon aussi énergique que possible les occasions qui se présentent, à cause de cette discrétion. Je crois qu'il y a eu une certaine hésitation de la part du gouvernement fédéral à trop intervenir.⁷⁷ »

Une partie du problème en matière d'évaluation des impacts cumulatifs tient probablement à l'existence de la Cumulative Environmental Management Association (CEMA), une organisation multipartite, axée sur le consensus, réunissant des représentants de l'industrie, des groupes environnementaux, des Autochtones, et des gouvernements municipaux, provinciaux et fédéral. Ce large groupe a pour mandat d'essayer d'évaluer les effets environnementaux cumulatifs dans l'ensemble de la municipalité régionale de Wood Buffalo. Pour certains, un des problèmes qui se pose à la CEMA est de travailler au sein d'un mécanisme multisectoriel, à intervenants multiples et exigeant le consensus⁷⁸. D'autre part, rien ne semble indiquer que le mandat de la CEMA en soit un de nature législative, puisqu'il s'agit d'une organisation non gouvernementale sans but lucratif qui a vu le jour en juin 2000 pour offrir une tribune à divers intervenants qui souhaitent discuter des problèmes environnementaux associés au développement en vue de les résoudre.⁷⁹

Sans vouloir minimiser le rôle et l'apport, certes importants, de la CEMA, le Comité estime que le travail de cette association doit servir de *complément* aux fonctions législatives du gouvernement fédéral et des gouvernements des provinces en matière d'évaluation des répercussions environnementales cumulatives.

Compte tenu du degré de développement atteint dans la région de la municipalité régionale de Wood Buffalo et des nombreux projets en cours de réalisation ou projetés, le Comité recommande que le gouvernement fédéral, de concert avec le gouvernement de l'Alberta, entreprenne une évaluation exhaustive des impacts cumulatifs des activités de mise en valeur des sables bitumineux en cours et à venir. Le Comité recommande en outre que le gouvernement fédéral, par le biais de ses ressources internes ou en confiant un mandat spécifique à un organisme particulier, procède à une évaluation complète et détaillée des impacts socio-économiques et environnementaux de la mise en valeur des sables bitumineux analogue à l'analyse

⁷⁶ Dan Woynilowicz, Institut Pembina, *Témoignages*, 2 novembre 2006.

⁷⁷ Mary Griffiths, Institut Pembina, *Témoignages*, 9 novembre 2006.

⁷⁸ Jim Vollmershausen, Conseil du bassin du fleuve Mackenzie, *Témoignages*, 9 novembre 2006.

⁷⁹ Judy Smith, Cumulative Environmental Management Association, *Témoignages*, 5 décembre 2006.

qu'Environnement Canada, Ressources naturelles Canada et Santé Canada agissent plutôt à titre d'experts aux fins d'analyse. En 1993, le gouvernement fédéral a conclu une « Entente de collaboration Canada-Alberta en matière d'évaluation environnementale » selon laquelle une évaluation conjointe unique permet aux deux instances de s'acquitter de leurs obligations juridiques, par la mise en commun des renseignements nécessaires pour le promoteur et la tenue d'audiences publiques, s'il y a lieu. Cette sorte de « guichet unique » vise surtout à éviter le double emploi, bien que chaque gouvernement conserve son autorité législative dans ses domaines de compétence et demeure responsable de ses décisions en matière d'évaluation environnementale⁷⁵. Au niveau de la province, ce sont le ministère de l'Environnement de l'Alberta et l'Alberta Energy Utilities Board qui participent à ce processus d'harmonisation appliqué aux projets de développement des sables bitumineux.

Selon l'ACÉE, l'examen des effets environnementaux inclut aussi celui des effets environnementaux cumulatifs que la réalisation du projet, combinée à l'existence d'autres projets ou activités, est susceptible de causer à l'environnement. De plus, il prend en compte ou permet de proposer l'élaboration de mesures, réalisables sur les plans technique et économique, pouvant permettre d'atténuer les effets environnementaux négatifs importants d'un projet. En vertu de la réglementation fédérale relative à l'évaluation environnementale, les projets de développement des sables bitumineux de plus de 10 000 m³ par jour sont automatiquement assujettis à une étude approfondie et, si le ministre responsable en décide ainsi, à une commission d'examen. À ce jour, le projet Millennium a fait l'objet d'une étude approfondie en 1998, tandis que les projets plus récents Jackpine, Horizon, Kearl et Muskeg ont été évalués par une commission conjointe d'examen. À l'exception du projet Kearl, dont le rapport de la commission devrait être déposé en mars 2007, les projets Jackpine, Horizon et Muskeg ont reçu l'approbation des commissions chargées de leur évaluation respective mais sont assujettis à une série d'exigences et de conditions, par exemple quant à la surveillance du poisson et des organismes sédimentaires, ainsi qu'à la qualité de l'eau et à la santé des populations autochtones touchées par ces projets.

Bien que la question des impacts cumulatifs de l'ensemble des projets de mise en valeur des sables bitumineux soit prise en compte dans le cadre des processus fédéral et provincial d'évaluation, les audiences tenues par le Comité ont révélé une certaine perplexité chez plusieurs intervenants à la fois quant au rôle de chaque instance gouvernementale et quant au degré d'approfondissement de ce volet des évaluations. Plusieurs témoins ont dit penser que, en matière d'évaluation des impacts cumulatifs, les autorités responsables ont tendance à trop s'en remettre à d'autres et à ainsi limiter leur engagement en ce domaine. Selon certains, la portée des évaluations a été très étroite par le passé, si bien que le gouvernement fédéral ne participe pas à un processus d'évaluation qui tiendrait vraiment compte de tous les impacts, y compris la pollution

⁷⁵ Agence canadienne d'évaluation environnementale, *Témoignages*, 5 décembre 2006.

Lors de leur comparution devant le Comité, les représentants de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACEE) ont expliqué qu'au niveau fédéral la responsabilité des évaluations incombe à l'autorité qui doit prendre une décision sur le projet à l'étude. Dans le cas des projets d'exploitation de sables bitumineux, ce sont principalement Pêches et Océans Canada et Transports Canada qui interviennent alors

Tel que décrit antérieurement au sujet du rôle respectif des gouvernements fédéral et provincial dans le contexte de la mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta, les questions relatives à l'environnement sont de juridiction partagée tandis que la gestion des ressources naturelles relève de la province. Parmi les rôles qui reviennent au gouvernement fédéral, il y a celui de l'évaluation des impacts environnementaux dans le cadre de certaines activités et en regard de certains éléments de l'environnement. Ainsi, les éléments « déclencheurs » de la participation fédérale à l'évaluation des impacts environnementaux des projets de développement des sables bitumineux ont trait à la protection de l'environnement, des cours d'eau et de l'habitat du poisson, de même qu'aux terres indiennes.

1. Processus d'évaluation des gouvernements fédéral et provinciaux

En parallèle aux contraintes et défis auxquels l'industrie des sables bitumineux fait face, les impacts environnementaux représentent un défi tout aussi, sinon plus grand, lorsqu'il s'agit de la mise en valeur de cette gigantesque ressource. Ces défis en matière d'environnement concernent au premier chef l'évaluation des impacts, les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants, l'utilisation et le traitement de l'eau, la remise en état des terres, etc. Si certaines avancées ont été réalisées au plan technique, il reste encore beaucoup à faire pour atténuer les impacts de l'extraction et du traitement des sables bitumineux.

Les impacts environnementaux

Au-delà de la R-D, le Comité a pu constater au travers de certains témoignages les lacunes importantes qui caractérisent le Canada en matière d'innovation. Des mesures concrètes doivent être élaborées et mises en œuvre rapidement à cet égard, particulièrement dans les domaines de l'énergie et de l'environnement.

De même, reconnaissant que le gouvernement fédéral joue un rôle reconnu et indubitable dans le domaine de la R-D, le Comité recommande que celui-ci continue de participer à la R-D relative aux diverses facettes de la mise en valeur des sables bitumineux.

Sur la base des témoignages entendus, le Comité recommande que Ressources naturelles Canada prenne acte des deux premières priorités identifiées dans le Rapport du Groupe consultatif national sur les sciences et technologies relatives à l'énergie durable, à savoir la technologie de la gazéification et la capture et le stockage du CO₂, et qu'il y donne suite.

bitumineux et sur le pétrole brut depuis 1995. Le centre de Devon, qui compte 80 à 120 scientifiques et ingénieurs selon les projets, travaille en étroite collaboration avec l'industrie et le milieu universitaire pour résoudre divers problèmes et contribuer à faire en sorte que le développement des sables bitumineux se fasse de façon plus responsable. Le montant total des dépenses de recherche-développement à Ressources naturelles Canada pour 2005-2006 était de 212,9 millions de dollars, dont 81,7 millions pour le secteur de l'énergie. Autrement dit, environ 40 p. 100 des dépenses totales de recherche-développement ont été affectées à l'énergie, dont une proportion considérable concernent des projets à caractère environnemental⁷². Au centre CANMET de Devon, plus de 90 p. 100 des travaux de R-D sont liés aux aspects environnementaux des sables bitumineux, à savoir qu'ils ont pour objet de développer de nouvelles technologies moins énergivores, moins exigeantes en eau, produisant moins d'émissions, etc. Certaines de ces technologies ont déjà atteint diverses étapes de la mise en œuvre⁷³.

Les opinions diffèrent quant au potentiel futur de mise en valeur des sables bitumineux, mais une importante question demeure toutefois, celle de la capacité au plan de l'innovation et de la technologie de suivre le rythme effréné de développement et de croissance du secteur des sables bitumineux. Certes, l'investissement en recherche et développement vise, entre autres, à améliorer la performance environnementale, mais l'industrie cherche aussi à récupérer les coûts. Par exemple, concernant les émissions de gaz à effet de serre, l'industrie sera encline à investir en majorité dans l'efficacité énergétique, et non dans la capture et le stockage du CO₂, qui ne comportent pas nécessairement de bénéfices économiques. Par contre, s'il y a un signal clair de la part du gouvernement et une forme de comptabilisation du coût quant à la réduction des émissions, la dynamique de l'investissement en recherche et innovation risque de changer en conséquence⁷⁴.

Nombre d'intervenants devant le Comité croient qu'il incombe au gouvernement de partager les risques de l'innovation et de la mise en œuvre des technologies nouvelles. Cela ne veut pas nécessairement dire que le gouvernement doit se consacrer lui-même à toutes les facettes de l'innovation technologique, mais il doit tout au moins trouver des solutions pour que les risques assumés par le secteur privé soient atténués par certaines interventions gouvernementales. Indéniablement le gouvernement doit faire en sorte d'encourager les sociétés qui veulent mettre en service de nouvelles technologies et qui veulent procéder à des investissements à long terme en réduisant le plus possible les obstacles susceptibles de freiner l'innovation.

72

Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.

73

Hassan Hamza, Centre CANMET de Devon, *Témoignages*, 19 octobre 2006.

74

Dan Woynilowicz, Institut Pembina, *Témoignages*, 2 novembre 2006.

bitumineux d'une manière responsable. Toutefois, certains obstacles demeurent et devront rapidement être surmontés notamment avec le soutien des gouvernements.

Certains estiment que le système d'innovation fonctionne mal : « nous investissons des milliards de dollars dans la recherche et le développement en amont, mais nous n'en voyons pas les avantages en aval. » Il y a donc, a-t-on indiqué au Comité, des lacunes dans les maillons centraux de ce qu'on appelle la chaîne d'innovation, par exemple lorsqu'il faut passer de la R-D fondamentale aux étapes suivantes de la mise en œuvre en construisant une usine pilote, une usine de démonstration ou en menant des activités de commercialisation; ce sont les éléments qui composent l'essentiel de la partie sous-financée de la chaîne d'innovation. Idéalement, il devrait y avoir trois parts d'investissement du secteur privé pour une part d'investissement public. Au Canada, ce ratio est de 1,18 pour 1; il faut donc trouver des moyens d'encourager le secteur privé à faire davantage de R-D afin d'améliorer ce ratio⁶⁸. Des représentants de l'industrie pétrolière ont indiqué au Comité que l'ensemble du secteur de l'énergie dépensait environ 720 millions de dollars par année en R-D, toutes facettes de leurs activités confondues⁶⁹. Plus spécifiquement, l'industrie pétrolière et gazière n'investit que 0,36 p. 100 de ses revenus en recherche et développement⁷⁰, ce qui représente moins d'un dixième de la moyenne industrielle canadienne.

Le Comité craint que le secteur public assume une trop grande part de la recherche-développement sur les sables bitumineux comparativement au secteur privé. Il demande donc à l'industrie d'accroître sa participation à la recherche-développement pour la porter à la moyenne industrielle canadienne, et il demande en outre au gouvernement fédéral d'axer ses recherches sur l'énergie renouvelable et les technologies durables.

Bien que les dépenses fédérales au chapitre de la recherche et du développement dans le secteur énergétique aient reculé de 70 p. 100 par rapport au sommet atteint au début des années 1980⁷¹, le gouvernement fédéral et particulièrement Ressources naturelles Canada sont néanmoins actifs en matière de R-D en énergie. De fait, Ressources naturelles Canada a des responsabilités très claires en matière de recherche, de développement et d'innovation et il est actif dans ce domaine depuis de très nombreuses années, particulièrement par l'entremise de son réseau du Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie (CANMET). Parmi les trois centres principaux du Secteur des programmes et de la technologie énergétiques (CANMET-CTEC), celui de Devon dans la région d'Edmonton se concentre sur les sables

68
69
70
71

Michael Raymont, Energyline, *Témoignages*, 26 octobre 2006.

Greg Stringham, Association canadienne des producteurs pétroliers, *Témoignages*, 2 novembre 2007.

Rapport du Groupe consultatif national sur les sciences et technologies relatives à l'énergie durable.

David Keith, Université de Calgary, *Témoignages*, 7 décembre 2006.

problème vient surtout du fait que les centrales nucléaires classiques sont trop grosses pour l'exploitation des sables bitumineux et qu'il faudrait plutôt envisager des centrales plus petites, de l'ordre de 100 mégawatts, une taille mieux adaptée aux caractéristiques et besoins des projets individuels de mise en valeur des sables bitumineux⁶⁶. D'autres croient qu'une technologie comme la gazéification, assortie du captage et du stockage du CO₂, est mieux à même de concurrencer l'énergie nucléaire pour les sables bitumineux. Cela est attribuable au fait que l'on peut générer de l'hydrogène, ce que l'énergie nucléaire ne peut pas faire de façon aussi rentable⁶⁷.

Sur la foi des témoignages entendus, le Comité recommande spécifiquement que Ressources naturelles Canada, de concert avec ses divers partenaires, accentue la R-D pour stimuler l'innovation en vue du remplacement du gaz naturel dans les processus d'extraction et de transformation du bitume par une source d'énergie propre du point de vue des émissions de gaz à effet de serre.

Le Comité recommande en outre que le gouvernement mette sur pied un groupe de travail mixte public/privé afin de trouver le plus rapidement possible des moyens de réduire la consommation de gaz naturel dans l'exploitation des sables bitumineux et ainsi conserver cette ressource pour une utilisation valorisée.

Le Comité recommande qu'aucune décision se rapportant au recours à l'énergie nucléaire pour l'extraction de pétrole des sables bitumineux ne soit prise d'ici à ce que les répercussions de ce procédé soient clairement démontrées et comprises.

L'introduction des nouvelles technologies

La résolution de plusieurs des défis que doit relever l'industrie des sables bitumineux, par exemple pour remplacer le gaz naturel dans les procédés d'extraction et de traitement, réduire les émissions et diminuer l'impact sur l'eau, nécessitera le développement et l'introduction de nouvelles technologies à relativement court terme. Tel que mentionné précédemment, nombre de ces technologies ont dépassé le stade de la recherche et sont déjà à l'étape des projets pilotes ou des installations semi-commerciales. Le Comité a pu entendre des témoignages convaincants et enthousiastes quant aux possibilités technologiques dans le secteur des sables bitumineux. Au dire de certains experts, la technologie peut régler une bonne part des problèmes, si on l'exploite comme il faut et si le gouvernement envoie les bons signaux. L'innovation technologique serait la clé qui permettrait d'accroître la production des sables

66

Michael Raymont, Energyline, *Témoignages*, 26 octobre 2006.

67

David Keith, Université de Calgary, *Témoignages*, 7 décembre 2006.

La gazéification sera bientôt utilisée dans le cadre du Projet de Long Lake où les compagnies Opti et Nexen ont entrepris de construire des installations d'exploitation *in situ* des sables bitumineux qui permettront de produire entre 70 000 et 150 000 barils par jour. Selon Ressources naturelles Canada, la gazéification des résidus, par exemple le coke entreposé pour l'instant par l'industrie sur les sites d'exploitation, est probablement un des progrès technologiques les plus intéressants lorsqu'il s'agit de transformer des résidus en gaz naturel synthétique. En fait, la gazéification du charbon et des résidus n'est pas nouvelle au plan technologique mais son amélioration au fil du temps l'a rendue plus mûre pour l'utilisation commerciale. Elle permettrait selon plusieurs de réduire grandement l'empreinte environnementale de l'exploitation des gisements bitumineux en raison de la capacité d'extraire le dioxyde de carbone et certains des autres polluants atmosphériques (particules, NOx et SOx, etc.).⁶³

Une autre avenue de remplacement du gaz naturel mentionnée à quelques reprises lors des audiences du Comité est le recours à l'énergie nucléaire qui peut procurer vapeur et électricité. Le Comité a d'ailleurs entendu un des promoteurs de cette filière, M. Wayne Henuset de Energy Alberta Corporation.⁶⁴ Selon son promoteur, l'énergie nucléaire présente l'avantage de ne pas émettre de CO₂ et serait concurrentielle en termes de coût par rapport à l'utilisation du gaz naturel. L'établissement d'une centrale CANDU 6 dont le processus d'autorisation réglementaire débiterait au printemps 2008 nécessiterait huit autres années, soit jusqu'en 2016, pour que celle-ci soit totalement opérationnelle. L'énergie produite par une telle centrale, environ 740 mégawatts d'électricité, serait vendue soit dans le cadre d'ententes directes avec un exploitant, soit par le biais d'un processus d'appel d'offres ouvert.

Pour certains, la filière nucléaire n'offre pas que des avantages, même en faisant abstraction de la gestion des déchets radioactifs qui en résulteraient. D'abord, elle présente des limitations quant à la distribution d'eau chaude ou de vapeur sur de grandes distances. Ainsi, on pourrait acheminer de l'eau chaude sur environ 75 kilomètres, mais de la vapeur sur 25 kilomètres seulement. En outre, on estime qu'une centrale d'environ 600 mégawatts pourrait alimenter une usine de traitement produisant 60 000 barils de pétrole brut synthétique par jour. Sur cette base, il faudrait compter près de 20 réacteurs pour satisfaire les besoins de la production envisagée à partir de 2015⁶⁵. Pour d'autres, le

⁶² Angus Bruneau, Groupe consultatif national sur les sciences et technologies relatives à l'énergie durable, *Témoignages*, 7 décembre 2006.
⁶³ Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.
⁶⁴ Wayne Henuset, Energy Alberta Corporation, *Témoignages*, 7 décembre 2006.
⁶⁵ Ibid.

On estime qu'à l'heure actuelle il faut entre 500 et 1 000 pieds cubes de gaz pour produire un baril de pétrole synthétique, selon la qualité du pétrole qu'on produit. Sur le plan monétaire, il en coûte entre 3,50 \$ et 7 \$ de gaz pour produire un baril de pétrole. Selon l'Association canadienne des producteurs pétroliers, le gaz naturel constitue le plus important coût de fonctionnement d'une usine de sables bitumineux, ce qui incite l'industrie à trouver des combustibles de remplacement. Les projections de l'ONÉ indiquent que les besoins en gaz naturel de l'industrie pourraient atteindre 2,1 milliards de pieds cubes par jour en 2015 par comparaison aux 0,7 milliard de pieds cubes quotidiens utilisés en 2005⁵⁹. Dans une plus large perspective, notamment celle de la consommation nord-américaine de gaz naturel, Ressources naturelles Canada estime que les sables bitumineux représentent à l'heure actuelle environ 1 p. 100 de la consommation totale en Amérique du Nord et prévoit que ce pourcentage restera relativement stable au cours des 15 prochaines années. Le ministère croit que ce 1 p. 100 est loin d'être un pourcentage négligeable, mais on pense que ce n'est pas une quantité suffisante pour avoir une incidence déterminante, positive ou négative, sur le marché du gaz naturel⁶⁰. L'incidence sur le marché du gaz naturel en général ne faisait pas partie de l'étude, mais le Comité reconnaît que l'éventuelle utilisation à d'autres fins des 2,1 milliards de pieds cubes par jour de gaz naturel pourrait avoir des répercussions sur les choix de combustibles.

Outre les considérations strictement économiques, d'autres éléments sont susceptibles d'influencer le rythme de développement et de remplacement du gaz naturel, particulièrement la réglementation future en matière d'environnement et d'émissions atmosphériques. Déjà, plusieurs solutions technologiques sont étudiées en vue du remplacement du gaz naturel pour la production de vapeur des projets d'exploitation *in situ* ou d'hydrogène pour la valorisation du bitume. Outre l'utilisation de la cogénération, qui permet de générer à la fois de la vapeur et de l'électricité, une des technologies parmi les plus prometteuses et mentionnées devant le Comité est la gazéification, que ce soit du coke, du charbon ou résidus de bitume. Selon M. David Keith⁶¹, la gazéification, assortie de dispositifs de capture et de stockage du CO₂, serait plus rentable pour l'exploitation des sables bitumineux — qui nécessite à la fois chaleur et hydrogène — que pour le secteur de l'électricité. La gazéification consiste en gros à décomposer des matériaux en leurs éléments constitutifs dans un système fermé et de réassembler ces éléments avec d'autres produits — par exemple de l'oxygène — afin de fabriquer des produits différents. Si ce processus de gazéification générerait beaucoup de CO₂ dans le contexte des sables bitumineux, il serait possible de séparer ce flux, de le séquestrer puis de le stocker. Dans un rapport récent préparé à l'intention du ministre des Ressources naturelles du Canada, les technologies de gazéification ont été identifiées comme la première de quatre grandes priorités — la seconde étant la séquestration — auxquelles le

59
60

Jim Donihue, Office national de l'Énergie, *Témoignages*, 24 octobre 2006.

Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.

Université de Calgary, *Témoignages*, 7 décembre 2006.

⁵⁵ L'Est du Canada et l'autre dans l'Ouest. Les décisions qui seront prises en ce qui a trait aux pipelines et aux raffineries sont essentiellement liées à la capacité des marchés à absorber la production des sables bitumineux si elle est supérieure de deux millions de barils par jour à celle d'aujourd'hui.

L'industrie valorise déjà au Canada 800 000 barils par jour sur une production totale de 1,1 million de barils, soit environ 72 p. 100 de la production totale. Compte tenu des projets d'agrandissement des usines existantes et de la création de 10 nouvelles usines de valorisation, le Canada devrait être en mesure de valoriser au pays 3 millions de barils, soit environ 85 p. 100 de la production prévue de 3,5 millions de barils par jour. Bien que l'ensemble de la valorisation ne se fera pas entièrement au Canada, les représentants de l'industrie ont mentionné au Comité que la plus grande part devrait continuer d'être effectuée ici⁵⁶. Reste que la transformation ou valorisation faite présentement au Canada se limite essentiellement à transformer le bitume, le produit ayant le moins de valeur, en pétrole synthétique. Pour certains, il n'y a aucune raison pour laquelle on ne pourrait pas raffiner le pétrole synthétique pour produire de l'essence, du diesel et des produits pétrochimiques⁵⁷.

L'augmentation de la consommation de gaz naturel

L'utilisation du gaz naturel dans l'extraction et le traitement des sables bitumineux représente, avec l'utilisation de l'eau et la réduction des émissions, l'un des plus grands défis auxquels l'industrie fait face. Certains intervenants devant le Comité ont été assez catégoriques quant à l'utilisation accrue du gaz naturel aux fins de l'exploitation des gisements de sables bitumineux. Par exemple, M. Michael Raymont d'Energylinet considère qu'utiliser le gaz naturel comme carburant dans l'exploitation des sables bitumineux, « c'est un peu comme changer l'or en plomb ». En effet, le gaz naturel utilisé comme carburant pour extraire et valoriser le bitume est un carburant relativement propre. Si on l'utilise dans les sables bitumineux, c'est principalement pour des raisons historiques, c'est-à-dire parce que ce gaz était présent en abondance dans cette région il y a 40 ans. Aujourd'hui cependant, on réalise que ce carburant pourrait être utilisé à bien meilleur escient, notamment lorsque l'on tient compte des niveaux de prix atteints au cours des dernières années. Une solution de rechange au gaz naturel est aussi d'autant plus urgente qu'on craint qu'il n'y en ait pas assez pour amener les sables pétrolières à produire de trois à cinq millions de barils par jour, selon les projections⁵⁸.

⁵⁵ Ibid.

⁵⁶ Association canadienne des producteurs pétroliers, *Témoignages*, 2 novembre 2006.

⁵⁷ Michael Raymont, Energyline, *Témoignages*, 26 octobre 2006.

⁵⁸ Ibid.

des investissements prévus dans les sables bitumineux est telle que les entreprises et leurs actionnaires pourraient devenir plus hésitants sans l'assurance d'un rendement intéressant et d'un degré acceptable de certitude dans le cycle d'investissement⁵².

Un autre aspect important du déploiement de nouveaux projets demeure l'écoulement de la nouvelle production sur les marchés. En effet, « si la production continue à progresser au rythme prévu, il faudra disposer de moyens de transport supplémentaires pour acheminer le pétrole vers les marchés⁵³ ». Selon les évaluations de l'ONÉ, la capacité de transmission du réseau actuel de pipelines devrait être atteinte en 2007, d'où la nécessité de s'attaquer rapidement au problème de la répartition sur certains pipelines ou d'augmenter la capacité de transport par la construction de nouveaux pipelines. À l'heure actuelle, le bitume et le brut synthétique sont surtout commercialisés à Chicago et, dans des proportions moindres, au Colorado et dans l'État de Washington. Pour maximiser le rendement économique, les producteurs ont avantage à ce que les marchés soient les plus diversifiés possibles.

De nombreux projets de pipelines sont actuellement en gestation et la réalisation de certains d'entre eux devrait générer au cours des prochaines années une capacité suffisante pour le transport du bitume et du brut synthétique. Parmi ces projets, on envisage d'accroître considérablement la capacité du « Trans Mountain Pipeline », qui va de l'Alberta jusqu'à Vancouver. Ces travaux permettraient d'acheminer de plus grosses quantités de produit des sables bitumineux vers les raffineries de la région de Puget Sound, dans l'État de Washington. D'autres projets concernent la région de Chicago en vue d'acheminer les produits jusqu'aux États du golfe du Mexique. Enfin, une troisième zone concernée par la construction de nouveaux pipelines serait entre le sud de l'Alberta et le Wyoming et le Colorado⁵⁴.

S'il faut transporter le bitume et le brut synthétique, il faut aussi pouvoir les raffiner. À cet égard, ce n'est pas tant la capacité globale de raffinage qui inquiète mais on se demande plutôt si les raffineries sont équipées pour le traitement du bitume et la fabrication du brut synthétique. Plusieurs projets de transformation des raffineries dans le but d'accroître leur capacité et de s'assurer qu'elles sont en mesure de traiter en plus grosses quantités le produit extrait des sables bitumineux sont actuellement en cours aux États-Unis et au Canada, par exemple à la raffinerie de Petro-Canada à Edmonton. Il faut préciser que l'on n'a plus construit de raffinerie au Canada depuis 20 ans et aux États-Unis depuis 30 ans, l'industrie se contentant d'accroître la capacité des raffineries déjà en place. Bien que l'on s'interroge encore sur la pertinence d'investir dans la construction d'une grosse raffinerie, certains projets sont en cours d'élaboration, l'un dans

52

Michael Raymont, *Energyline*, *Témoignages*, 26 octobre 2006.

53

Jim Donihue, Office national de l'énergie, *Témoignages*, 24 octobre 2006.

54

Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.

pas exclusif à l'ONE mais concerne aussi Ressources naturelles Canada, un ministère au sein duquel la recherche est prépondérante et qui par le fait même nécessite un personnel hautement qualifié.

Le Comité recommande que le ministère des Ressources naturelles réalise une étude et propose un plan d'action en matière de ressources humaines pour retenir les spécialistes au sein de son ministère et atténuer l'exode des cerveaux vers l'industrie pétrolière et gazière. Le Comité recommande de plus que le gouvernement fédéral et en particulier Ressources naturelles Canada élaborent et mettent en œuvre des mesures assurant la rétention ainsi que la relève du personnel scientifique hautement qualifié nécessaire à l'exécution de leur mission et de leurs divers mandats.

Coûts des immobilisations

On l'a vu, la disponibilité de la main-d'œuvre a un impact réel sur la capacité de l'industrie à poursuivre le développement des sables bitumineux, notamment en raison de la croissance des coûts engendrée par les pénuries de main-d'œuvre. Or, la question de l'augmentation des coûts est loin de se limiter à ceux de la main-d'œuvre. En effet, la croissance de l'industrie des sables bitumineux est grandement tributaire des coûts du matériel, de l'énergie et du capital. Comme l'a fait remarquer M. Jim Carter, président et chef des opérations de Syncrude, tout cela influence l'évaluation économique des projets⁵⁰. Lorsque les coûts sont à la hausse, les promoteurs tendent à attendre plus longtemps avant de prendre leurs décisions. Déjà, l'échéance de certains projets a été étendue et, si le cours du pétrole brut chute et que ces coûts continuent à augmenter, il est probable que d'autres projets soient retardés ou abandonnés.

Les coûts en investissement, ne serait-ce que ceux de l'acier, ont considérablement augmenté depuis 2003. Par exemple, un projet de 100 000 barils par jour qui coûtait environ 3,3 milliards de dollars pourrait coûter aujourd'hui de 6 à 10 milliards de dollars en raison notamment de la hausse considérable et rapide du prix mondial de l'acier. Le coût croissant de l'acier affecte les projets de construction à travers le monde, alors que le manque de main-d'œuvre est un problème qui touche davantage l'Amérique du Nord⁵¹.

Les projections de développement des sables bitumineux d'ici 2015 nécessiteront des investissements en capital que l'on évalue à 125 milliards de dollars pour faire passer la production de 1 million à entre 3 et 3,5 millions de barils par jour. L'ampleur

⁵⁰ *Témoignages*, 21 novembre 2006.

⁵¹ Association canadienne des producteurs pétroliers, *Témoignages*, 2 novembre 2006.

la 12^e année, ce qui a contribué à rehausser le niveau d'éducation des Autochtones et rend ceux-ci plus employables. À ce titre, les programmes de formation professionnelle dans les collectivités autochtones s'avèrent primordiaux.

Par ailleurs, l'immigration est appelée à jouer un rôle de plus en plus important. Jusqu'à maintenant, les entreprises ont trouvé presque toute la main-d'œuvre requise au Canada, mais avec l'expansion future de l'industrie, l'immigration deviendra une avenue incontournable. Le gouvernement fédéral peut ici jouer un rôle de premier plan; par exemple, le ministère de la Citoyenneté et de l'Immigration a ouvert ce qu'il appelle des « unités temporaires pour travailleurs étrangers » à Calgary et à Vancouver, dans le cadre d'un projet pilote visant à combler les besoins en main-d'œuvre. Comme l'a mentionné le président de la Chambre de commerce de Fort McMurray, M. Mike Allen, c'est en mai 2004 que le gouvernement du Canada et l'Alberta ont signé un protocole d'entente visant l'entrée ciblée de travailleurs étrangers temporaires afin de répondre aux besoins urgents de travailleurs qualifiés pour des projets dans les sables bitumineux. Le gouvernement fédéral a récemment annoncé des modifications au Programme concernant les travailleurs étrangers temporaires de façon à accélérer leur embauche lorsqu'il n'y a pas de citoyens canadiens ni de résidents permanents du Canada pour occuper les postes vacants. De plus, la gamme d'emplois visés a été élargie pour s'étendre à quelque 170 professions différentes, ce qui démontre les pressions extrêmes sur le marché du travail dans la région. Il reste par contre encore des défis à relever en ce qui a trait à la reconnaissance des études faites à l'étranger ou pour aider les immigrants déjà formés à perfectionner leurs habiletés jusqu'à ce qu'elles satisfassent aux normes canadiennes.

Compte tenu des témoignages entendus, le Comité recommande que l'Alberta, renouvelle les efforts visant à combler les pénuries de travailleurs qualifiés et non qualifiés dans le secteur des sables bitumineux.

Par ailleurs, le Comité a été sensibilisé à un autre aspect de la problématique de l'emploi. Ainsi, la pénurie et, par le fait même, la demande de main-d'œuvre qualifiée ne concernent pas uniquement le secteur de la production proprement dite des sables bitumineux mais aussi certaines agences du gouvernement fédéral chargées d'appliquer la législation dans le domaine énergétique. C'est le cas par exemple de l'Office national de l'énergie qui a perdu 55 employés l'an dernier sur un effectif de 300 personnes, en grande partie au profit du secteur privé mieux à même de répondre plus rapidement aux demandes salariales et autres. Or, devant la croissance du secteur pétrolier et du nombre de projets que doit évaluer l'Office dans le cadre de son mandat, la nécessité de conserver son personnel qualifié afin de pouvoir traiter et étudier ces questions extrêmement techniques devient un énorme défi. La plus grande difficulté n'est pas tant de recruter de jeunes employés talentueux et compétents mais plutôt de retenir et d'attirer des employés expérimentés et des niveaux supérieurs. Ce phénomène n'est

Compte tenu de la vigueur de l'économie dans l'Ouest canadien — portée par le développement dans le pétrole et le gaz, la potasse, l'uranium, l'infrastructure municipale et olympique — un certain nombre de projets d'exploitation des sables bitumineux ont déjà été reportés ou étalés dans le temps parce que les entreprises elles-mêmes reconnaissent qu'il y a des problèmes liés aux coûts et à d'autres facteurs qui ne jouent pas en leur faveur⁴⁸.

La main-d'œuvre

Une majorité d'intervenants devant le Comité s'entendent pour dire que la pénurie de main-d'œuvre est l'un des plus graves problèmes pour le développement des sables bitumineux. Déjà on observe un certain ralentissement dans le développement de nouveaux projets, notamment du fait que le manque de main-d'œuvre criant en Alberta fait grimper les coûts. Cette pénurie s'accroît au point que les prévisions de l'industrie à cet égard ont dû être revues entre l'automne 2005 et l'automne 2006. Ainsi, les nouvelles données présentées par l'Association canadienne des producteurs pétroliers indiquent que les pics d'emplois pour les projets de construction industrielle des secteurs pétroliers et gaziers ont été décalés d'environ deux ans et portés de 32 000 à plus de 34 000 emplois⁴⁹.

Comme l'Alberta ne compte qu'un nombre limité de travailleurs qualifiés, le secteur des sables bitumineux est confronté non seulement à la difficulté de trouver les travailleurs dont il a besoin, mais aussi à celle de les attirer dans la région de Fort McMurray. Par ailleurs, cette problématique ne s'applique pas exclusivement à la main-d'œuvre qualifiée et spécialisée mais à tous les secteurs de l'économie, notamment le secteur des services ou de la construction domiciliaire. De fait, l'approbation et la réalisation de tout nouveau projet d'exploitation de sables bitumineux attirent plus de main-d'œuvre dans la région de Fort McMurray et accroissent donc la pression sur l'industrie domiciliaire. Depuis quelques années déjà on observe une mobilité grandissante de la main-d'œuvre en provenance de l'Est du pays, particulièrement de Terre-Neuve-et-Labrador et des Maritimes, vers l'Alberta. Certains craignent même que ce déplacement vers l'Ouest puisse se traduire par de nouvelles pénuries de personnel dans l'Est.

La pénurie de main-d'œuvre force l'industrie et les gouvernements à élaborer de nouvelles approches. Parmi celles-ci, les programmes d'apprentissage avec lesquels on forme des apprentis connaissent un certain succès, particulièrement pour le recrutement d'Autochtones, dont la population va croissant en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba. Dans l'industrie des sables bitumineux, les entreprises exigent l'équivalent de

⁴⁸ Pierre Alvarez, Association canadienne des producteurs pétroliers, *Témoignages*, 2 novembre 2006.

⁴⁹ Association canadienne des producteurs pétroliers, *Sables bitumineux canadiens — Coûts et avantages — Régimes fiscaux et défis*, présentation au Comité permanent des ressources naturelles, 2 novembre 2006.

... nous pouvons opter pour un approvisionnement énergétique responsable et fiable. Il suffit de nous orienter vers la mise en valeur responsable des ressources énergétiques conventionnelles, en tâchant de réduire notre bilan carbone ainsi que notre utilisation de ressources auxiliaires. J'entends par là l'eau et les autres ressources nécessaires à la production d'énergie. Nous devons accélérer le développement de sources d'énergie alternatives ou non conventionnelles, y compris les énergies renouvelables, tout en mettant l'accent sur la mise au point et l'utilisation d'outils technologiques. Nous devons également mettre en place une réglementation adaptée aux nouvelles réalités et, ce qui est tout aussi important, un climat d'affaires plus sûr et stable, ce qui permettra au secteur privé de développer et d'utiliser la technologie nécessaire pour produire et consommer de l'énergie sans nuire à l'environnement⁴⁶.

Selon des experts entendus par le Comité, l'industrie a déjà toute la technologie nécessaire pour produire de l'énergie non polluante. Ce qui manque particulièrement, ce sont les conditions qui inciteraient le secteur privé à investir dans cette technologie.

Dans la mise à jour de son rapport de 2004⁴⁷, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a revu ses évaluations initiales en regard de la croissance rapide qui se présente actuellement dans le développement des sables bitumineux. Aux fins de son analyse, l'Office a considéré un scénario de référence qui envisage de passer d'une production de 1,1 à 3 millions de barils par jour d'ici 2015. L'analyse tient compte des facteurs qui ont tendance à précipiter ou à encourager la croissance prévue, tels que : prix élevé du brut; augmentation mondiale de la demande d'énergie; innovations techniques; grande stabilité du climat d'investissement au Canada; et vaste marché des États-Unis. L'action de ces facteurs de croissance est freinée par : la nécessité de développer des marchés et de construire des pipelines; l'augmentation des coûts des immobilisations et de la main-d'œuvre; la hausse des coûts d'exploitation; la pénurie de main-d'œuvre, les infrastructures inadéquates, et la nécessité de gérer les répercussions environnementales des projets d'exploitation.

L'augmentation des coûts

Plusieurs des témoins entendus par le Comité ont insisté sur le fait que le rythme de développement des sables bitumineux au cours des prochaines années dépendra en grande partie de la capacité de l'industrie à composer avec les hausses de coûts et le manque de main-d'œuvre qualifiée. Pour certains, dont le sous-ministre adjoint à la politique énergétique de Ressources naturelles Canada, Howard Brown, la pénurie de main-d'œuvre pourrait même devenir le principal frein de cette croissance. Pour d'autres, ce sont divers facteurs du marché qui, ensemble, risquent d'atténuer l'effervescence actuelle observée dans le secteur des sables bitumineux de l'Alberta.

⁴⁶

Michael Raymont, EnergyInet, Témoignages, 26 octobre 2006.

⁴⁷

Office national de l'énergie, *Les sables bitumineux du Canada, Perspectives et défis jusqu'en 2015 — Mise à jour, Évaluation du marché de l'énergie*, juin 2006.

L'exploitation des sables bitumineux et l'expansion rapide de l'industrie posent des défis incommensurables à de multiples niveaux. D'abord, l'industrie doit mobiliser des capitaux importants pour faire face à des coûts d'immobilisation et d'énergie en croissance, ne serait-ce qu'en raison de la nature même de ce type d'activité industrielle. S'ajoutent les difficultés croissantes de recruter de la main-d'œuvre spécialisée et non spécialisée. Les défis sont aussi grands en matière d'environnement, notamment en ce qui a trait à la forêt boréale, à l'utilisation et au traitement de l'eau, aux émissions de gaz à effet de serre, à l'évaluation des impacts cumulatifs, à la remise en état des terres, etc. Au plan social, les questions relatives à l'infrastructure locale (logement, routes, eau potable et eaux usées), aux services de santé et aux populations autochtones génèrent aussi un nombre de défis.

Ressources naturelles Canada reconnaît que, outre tous les avantages que peut procurer le développement des sables bitumineux au plan économique, certains aspects demeurent problématiques, notamment l'empreinte environnementale, les besoins accrus en gaz naturel, la capacité actuelle des pipelines et des raffineries, ainsi que la disponibilité de main-d'œuvre qualifiée, problème jugé très crucial.

Comme je l'ai signalé d'embée, la mise en valeur des sables bitumineux présente des aspects problématiques qui sont importants; le plus grave concerne l'empreinte environnementale, mais il y a aussi les questions liées à ses incidences sur les marchés du gaz naturel, à la capacité insuffisante des pipelines, à une pénurie de main-d'œuvre, et à d'autres facteurs⁴⁵.

Le Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes croit qu'il est possible de trouver le juste milieu entre les trois principaux facteurs que sont le potentiel de la ressource, l'investissement nécessaire et les incidences environnementales. À cet égard, le Comité souscrit à un scénario évoqué par le président d'EnergyInet, Michaël Raymont, selon lequel :

⁴⁵ Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.

nombreux témoins ont insisté sur la grande diffusion, à l'échelle du Canada, des retombées économiques de l'exploitation des sables bitumineux. M. Jim Carter, par exemple, de Syncrude, a fait la remarque suivante :

Regardez le nombre de vols directs qui ont été ajoutés entre Fort McMurray et d'autres régions du Canada ces dernières années pour jauger l'impact économique des sables bitumineux à l'échelle de tout le pays. Nous calculons que les 54 milliards de dollars d'investissement projeté au cours des cinq prochaines années créeront 26 000 emplois directs d'ici 2011. Les études montrent que pour chaque emploi direct, trois emplois sont créés dans les secteurs des services et de soutien, pour un total de 100 000 emplois créés⁴⁴.

Répercussions de l'exploitation des sables bitumineux sur les recettes publiques

Si la mise en valeur des sables bitumineux rapporte gros aux entreprises concernées, elle génère par ailleurs aussi des revenus considérables pour le gouvernement de l'Alberta, propriétaire de la ressource, et le gouvernement du Canada tireront des sables bitumineux entre 2000 et 2020, principalement par la voie de l'impôt sur les bénéfices des sociétés, de l'impôt sur le revenu des particuliers, des impôts fonciers et, dans le cas de l'Alberta, des redevances. Suivant le modèle du CERI, le gouvernement de l'Alberta toucherait environ 36 p. 100 de cette somme (44 milliards de dollars) et les municipalités de l'Alberta, 10 p. 100 (11 milliards de dollars). Quant à la part du gouvernement fédéral, elle atteindrait 41 p. 100 (51 milliards de dollars), ce qui montre bien que la mise en valeur des sables bitumineux est importante non seulement pour le gouvernement de l'Alberta, mais pour l'ensemble du pays.

L'envers de la médaille

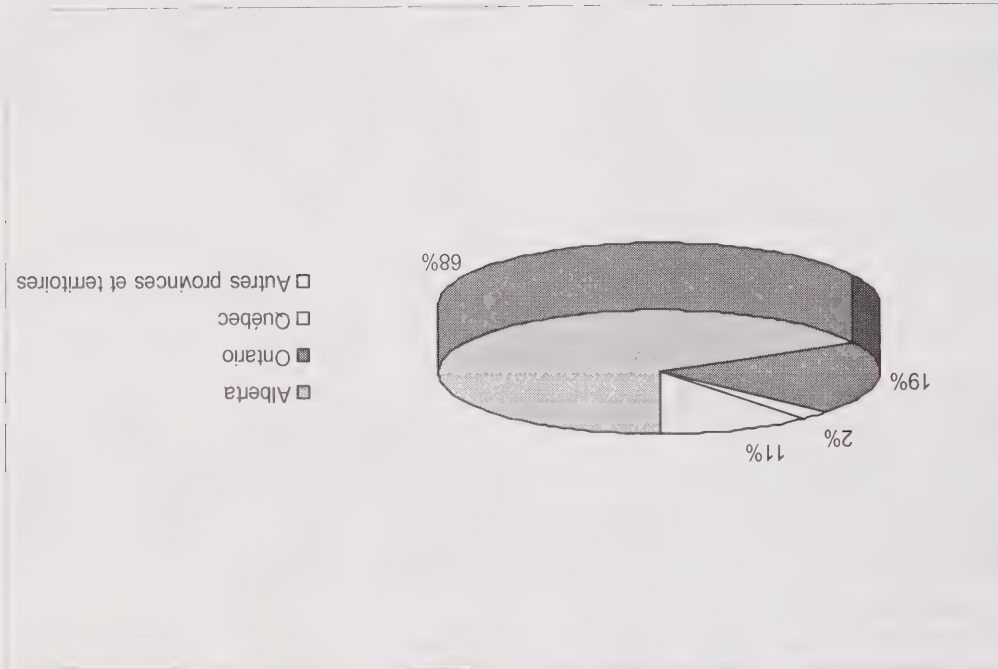
Évidemment, si la mise en valeur des sables bitumineux contribue à l'expansion économique, la croissance de l'emploi et l'augmentation des recettes publiques, elle entraîne par ailleurs des coûts environnementaux et sociaux difficiles à quantifier, mais non négligeables dont il importe de tenir compte. On en parle plus en détail dans la section qui suit. Les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'eau en particulier suscitent des inquiétudes.

L'exploitation des sables bitumineux peut grandement contribuer à assurer l'avenir du Canada, mais seulement si l'on met au point et met en œuvre des politiques et des technologies adaptées permettant une mise en valeur durable de la ressource.

Répercussions de l'exploitation des sables bitumineux sur l'emploi

Suivant les estimations du CERI, l'exploitation des sables bitumineux générera environ 5,4 millions d'années-personnes de travail au Canada sur l'ensemble de la période 2000-2020. Les deux tiers des répercussions sur l'emploi concerneront l'Alberta, mais le CERI a observé que la mise en valeur des sables bitumineux contribue substantiellement à la création d'emplois dans d'autres secteurs comme celui de la fabrication et celui du commerce de détail, dans d'autres provinces et d'autres pays. Comme l'a dit Marwan Masri au Comité, « l'exploitation des sables bitumineux entraînera la création de quatre fois plus d'emplois dans les autres secteurs que dans celui du pétrole et du gaz⁴³ ». Le CERI constate aussi que 19 p. 100 environ des répercussions totales sur l'emploi au Canada se feront sentir en Ontario, surtout dans le secteur des services commerciaux et celui de la fabrication.

Impact de la mise en valeur des sables bitumineux sur l'emploi, 2000-2020



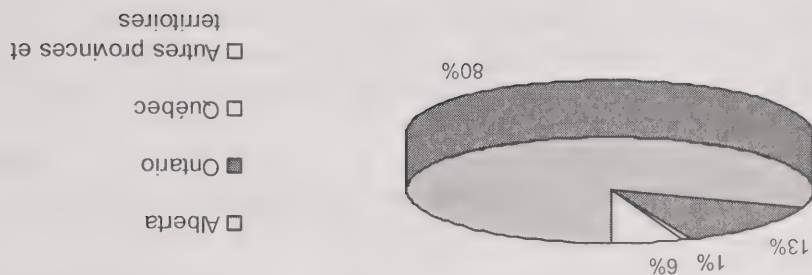
Source : Mémoire présenté par CERI, 24 octobre 2006.

L'exploitation des sables bitumineux a par ailleurs d'autres répercussions économiques moins perceptibles. On pense par exemple au déplacement des travailleurs des régions où l'emploi est rare vers l'Alberta, où ils gagnent si bien leur vie qu'ils peuvent souvent subvenir aux besoins de leur famille restée en arrière. De

⁴³ Marwan Masri, Canadian Energy Research Institute, *Témoignages*, 24 octobre 2006.

durant la période 2000-2020, comparativement à 53 milliards de dollars globalement pour les autres provinces et territoires. Les provinces autres que l'Alberta bénéficient de retombées de l'exploitation des sables bitumineux principalement du fait que, « même si la ressource est située en Alberta, les biens et les services et l'équipement viennent de partout au Canada⁴² ». L'analyse du CERI montre que, en dehors du secteur du pétrole brut et des sables bitumineux, ce sont les secteurs des services financiers, de l'assurance, de l'immobilier et de la fabrication de l'Alberta et de l'Ontario notamment qui ont le plus à gagner de la mise en valeur des sables bitumineux. Celle-ci a pour effet de stimuler la demande de services commerciaux, de services bancaires et d'assurance, d'acier, de véhicules et d'appareils et de pièces, non seulement en Alberta, mais partout au Canada, et même au-delà. Le CERI estime que, à l'échelle nationale, l'exploitation des sables bitumineux et les activités connexes représenteront environ 3 p. 100 du PIB du Canada en 2020, en hausse par rapport à 1,5 p. 100 environ en 2000.

Impact de la mise en valeur des sables bitumineux sur le PIB, 2000-2020



Source : Mémoire présenté par le CERI, 24 octobre 2006.

CHAPITRE 4 : AVANTAGES ÉCONOMIQUES DE L'EXPLOITATION DES SABLES BITUMINEUX

Effet d'entraînement des investissements dans les sables bitumineux

L'exploitation des sables bitumineux a un apport croissant à l'activité économique au Canada. Les investissements considérables qu'elle exige ont des retombées non seulement dans l'Ouest du Canada, mais aussi dans l'ensemble du pays, et touchent les services commerciaux, la fabrication, le commerce de détail, les services financiers et l'assurance.

D'après l'Association canadienne des producteurs pétroliers, les investissements dans la mise en valeur des sables bitumineux ont totalisé environ 8,5 milliards de dollars en 2005 et approximativement 8,8 milliards de dollars en 2006³⁸. Suivant les prévisions de l'industrie, les dépenses d'équipement dans ce secteur oscilleront entre 8 et 12 milliards de dollars annuellement durant les cinq prochaines années³⁹. En fait, des investissements allant jusqu'à 125 milliards de dollars auraient été annoncés pour la période 2006-2015⁴⁰. Les projets d'exploitation des sables bitumineux annoncés ne se concrétiseront pas tous, mais ce chiffre témoigne néanmoins de la vitalité de cette industrie.

Répercussions de l'exploitation des sables bitumineux sur le produit intérieur brut du Canada

Compte tenu de l'augmentation de la production associée aux sables bitumineux, le Canadian Energy Research Institute (CERI) estime que la valeur du bitume et du pétrole brut synthétique produits durant la période 2000-2020 pourrait atteindre plus de 500 milliards de dollars⁴¹. À en juger par les chiffres produits avec le modèle du CERI, l'exploitation des sables bitumineux et les activités connexes pourraient avoir un apport considérable au produit intérieur brut (PIB) du Canada, à hauteur de 789 milliards de dollars durant la période d'étude (2000-2020). Si le gros des retombées économiques de la mise en valeur des sables bitumineux se feront sentir en Alberta, le CERI estime que l'Ontario pourrait bénéficier d'une infusion de 102 milliards de dollars dans son économie

³⁸ Association canadienne des producteurs pétroliers, mémoire au Comité des ressources naturelles, 2 novembre 2006.
³⁹ Jim Carter, Synchrude, *Témoignages*, 21 novembre 2006.
⁴⁰ Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.
⁴¹ Canadian Energy Research Institute, *Economic Impacts of Alberta's Oil Sands*, octobre 2005. Les données de CERI sont exprimées en dollars de 2004.

Le Comité recommande aussi que le gouvernement fédéral respecte la compétence des provinces relativement au rythme de la mise en valeur des sables bitumineux et qu'il rejette l'éventualité de la nationalisation des sables bitumineux.

sables bitumineux et d'autres secteurs énergétiques par la voie de programmes administrés par Ressources naturelles Canada. Au chapitre de la main-d'œuvre, le gouvernement fédéral est chargé d'élaborer des politiques et programmes qui facilitent l'activité. Il est aussi le maître de la politique d'immigration. Le Canada cherche continuellement à attirer des immigrants, des étudiants étrangers, des visiteurs et des travailleurs temporaires, qui tous contribuent au développement social et économique de notre pays.

Enfin, l'Office national de l'énergie, un organisme de réglementation fédéral, régit entre autres la construction et l'exploitation des pipelines interprovinciaux et internationaux. Il réglemente aussi l'exportation de pétrole et de gaz et fait le suivi de l'offre et de la demande de ces produits de manière que les quantités exportées ne dépassent pas l'excédent qui demeure après que l'on a répondu aux besoins du Canada³⁵.

De nos jours, le respect des secteurs de compétence est à la base de la politique énergétique du gouvernement fédéral et des politiques provinciales en la matière³⁶. Ainsi, c'est à l'Alberta qu'il revient de décider de la manière dont elle exploitera ses gisements de sables bitumineux. Comme l'a signalé un haut fonctionnaire du gouvernement du Canada, « [c]est l'Alberta qui est propriétaire de la ressource et c'est la province qui doit décider si elle veut la mettre en valeur rapidement³⁷ ». Cela ne veut pas dire que le gouvernement fédéral n'a aucun rôle à jouer dans la manière dont les sables bitumineux sont mis en valeur. Le gouvernement du Canada dispose d'un certain nombre d'outils — règlements et politiques — qui lui permettent d'influer sur la portée et la nature des activités de mise en valeur des sables bitumineux. On abordera certains d'entre eux plus en détail un peu plus loin dans le présent rapport. Il importe cependant de reconnaître que, en matière de politiques et de mesures législatives, la poursuite de la coopération intergouvernementale sera plus fructueuse que la discordance s'agissant de veiller à ce que la mise en valeur des sables bitumineux soit profitable pour tous les Canadiens tout en présentant le moins de risques possible pour l'environnement.

En ce qui concerne le rôle des pouvoirs publics, le Comité recommande que le gouvernement fédéral, et spécifiquement le ministère des Ressources naturelles, fonde l'ensemble de ses actions dans le domaine de l'exploitation des sables bitumineux sur les principes du développement durable et du pollueur-payeur.

35 Office national de l'énergie, http://www.nrb.gc.ca/AboutUs/history_f.htm#exportation_importation.

36 Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.

37 Ibid.

Le fait que la *Loi constitutionnelle de 1867* ne fasse pas expressément mention de l'environnement contribue à la complexité de la protection de l'environnement, laquelle est devenue l'un des grands enjeux de la mise en valeur des sables bitumineux. Dans les faits, l'environnement fait l'objet d'une compétence partagée entre le gouvernement fédéral et les gouvernements des provinces. Or, la compétence partagée est une situation complexe qui exige une étroite collaboration entre les ordres de gouvernement concernés. Comme l'a signalé le commissaire à l'environnement et au développement durable dans un rapport, « les deux ordres de gouvernement possèdent des pouvoirs constitutionnels sur diverses questions qui leur permettent d'adopter des lois régissant les enjeux environnementaux³¹ ».

L'évaluation environnementale des projets de mise en valeur des sables bitumineux est effectuée principalement en vertu de la *Environmental Protection and Enhancement Act* de l'Alberta (R.S.A. 2000). En théorie, diront certains, le gouvernement du Canada est habilité à effectuer des évaluations environnementales générales des projets en question, mais celui-ci prend en général bien soin de respecter les compétences de l'Alberta. Le Comité a appris par exemple, suite au témoignage de l'Institut Pembina, que le gouvernement du Canada n'avait pas encore participé à un processus d'évaluation environnementale portant sur toutes les répercussions de l'exploitation des sables bitumineux, y compris, par exemple, la pollution atmosphérique transfrontalière et les émissions de gaz à effet de serre³².

Signalons enfin que, dans le contexte de la mise en valeur des sables bitumineux, le gouvernement fédéral peut promulguer des lois au sujet du commerce interprovincial et international, tandis que les provinces ont compétence sur la propriété et les droits civils, ainsi que sur les travaux et entreprises de nature locale. De façon générale, le gouvernement du Canada, conscient des obstacles au développement que constituent parfois des lois et règlements lourds et mal coordonnés, cherche à améliorer l'efficacité de l'application de ses lois et règlement aux activités industrielles³³.

Mis à part l'adoption et l'application de mesures législatives relatives à l'extraction des ressources naturelles, le gouvernement fédéral a par ailleurs « des responsabilités importantes en ce qui concerne le cadre de politiques global, y compris le cadre de politiques macroéconomiques garantissant un milieu stable, propice à l'investissement³⁴ » et a choisi de participer à la mise au point de technologies visant les

- 31 Bureau du vérificateur général du Canada, *Rapport du commissaire à l'environnement et au développement durable 2000*, chapitre 7, « La coopération entre les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux », <http://www.oag-bvg.gc.ca/domino/rapports.nsf/html/c007cf.html>.
- 32 Dan Woynilowicz, Institut Pembina, *Témoignages*, 2 novembre 2006.
- 33 Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.
- 34 Ibid.

Aux termes de la Constitution, les provinces sont propriétaires des ressources naturelles situées sur leur territoire et les administrent. Dans le cas de l'Alberta, les droits miniers²⁸ ont été cédés par le gouvernement du Canada à la province en vertu de la *Loi des ressources naturelles de l'Alberta* de 1930. Le ministère de l'Énergie de l'Alberta signale que la province possède 97 p. 100 des droits miniers relatifs aux sables bitumineux; les 3 p. 100 restants sont entre les mains des propriétaires exclusifs.²⁹ Le gouvernement de l'Alberta a donc compétence sur les sables bitumineux et administre cette ressource pour le compte de ses citoyens. Pour encourager la mise en valeur de cette ressource par l'entreprise privée, il cède par bail aux parties intéressées le droit de mettre en valeur et d'exploiter les sables bitumineux en contrepartie de paiements de location, de redevances et d'impôts sur les bénéfices. D'après des chiffres de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, l'Alberta a touché 4 milliards de dollars environ en 2006 en redevances et paiements de location.³⁰ Abstraction faite des paiements précités, les exploitants, canadiens et étrangers, doivent se plier aux lois et règlements provinciaux et fédéraux applicables.

Le rôle du gouvernement du Canada relativement aux sables bitumineux concerne essentiellement la protection de l'environnement, la protection des cours d'eau et des pêches, et la protection des terres appartenant aux Indiens. Plusieurs lois permettent au gouvernement fédéral d'intervenir sur certains aspects de l'exploitation des sables bitumineux : la *Loi sur les pêches*, la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (LCPE 1999), la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, la *Loi sur la protection des eaux navigables* et la *Loi sur les Indiens*. La LCPE 1999, par exemple, confère au gouvernement fédéral le pouvoir de réglementer les émissions nocives. La *Loi sur les pêches* habilite le gouvernement fédéral à imposer des restrictions sur toute activité qui risque de porter atteinte aux pêches.

La *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et la *Loi sur les pêches* fonctionnent souvent en tandem. Par exemple, une évaluation environnementale fédérale peut être déclenchée par un projet d'exploitation des sables bitumineux qui pourrait avoir des répercussions sur l'habitat du poisson.

²⁸ Les droits miniers s'étendent au pétrole, au gaz naturel, aux sables bitumineux et autres minéraux.

²⁹ Alberta Energy, Alberta Oil Sands Tenure Guidelines, juin 2006.

³⁰ Greg Stringham, Association canadienne des producteurs pétroliers, *Témoignages*, 2 novembre 2006.

Les États-Unis, le plus important partenaire commercial du Canada et le plus grand consommateur mondial de pétrole, s'efforcent de diversifier et d'assurer leurs approvisionnements énergétiques. Dans ce contexte, ils sont particulièrement conscients de l'importance stratégique des sables bitumineux. Le pétrole provenant des sables bitumineux du Canada est d'ailleurs en train de remplacer une partie des importations américaines de pétrole provenant d'outremer²⁵. Comme l'a dit Tony Clarke de l'Institut Polaris quand il a comparu devant le Comité : « Evidemment, du point de vue des États-Unis, de Washington, l'accès au pétrole canadien — avec les réserves potentielles des sables bitumineux — offre un approvisionnement sûr, garanti, auprès d'un pays voisin ami²⁶. »

Tant que les solutions de rechange ne seront pas économiques et commercialisées à grande échelle, les Canadiens comme les Américains continueront de dépendre des hydrocarbures liquides pour répondre au gros de leurs besoins en énergie, notamment dans le secteur des transports. La demande d'énergie sera satisfaite de plus en plus à partir des sables bitumineux, une vaste ressource que nous avons pratiquement « sous la main »²⁷.

Dans ces conditions, les entreprises qui exploitent les sables bitumineux investissent des milliards de dollars dans des projets de construction de nouvelles installations d'extraction et de valorisation, car elles savent que la demande de pétrole, en Amérique du Nord et dans les marchés asiatiques émergents, continuera de progresser et que les prix vont vraisemblablement demeurer à un niveau élevé par rapport aux chiffres historiques.

Cependant, même si les hydrocarbures, notamment les sables bitumineux, vont vraisemblablement demeurer la principale source d'énergie pendant encore un certain temps, les coûts environnementaux et sociaux croissants associés en particulier à la mise en valeur des sables bitumineux sont tels qu'il serait irresponsable de continuer sur cette lancée sans rien changer. Il devient de plus en plus clair qu'il est temps d'amorcer la transition vers un avenir énergétique propre. La mise en valeur des sables bitumineux du Canada est une grande réalisation technique et financière. Avec le bon éventail de politiques et de technologies innovatrices, le Canada pourrait exploiter l'énergie des sables bitumineux tout en réduisant au minimum les conséquences sociales et environnementales de ces activités, ménager aux sables bitumineux une place de choix dans un avenir énergétique propre et mener ainsi cette grande réussite canadienne à son point culminant.

25 Rob Seeley, Albian Sands Energy Inc. (Shell Canada), *Témoignages*, 21 novembre 2006.
 26 Tony Clarke, Institut Polaris, *Témoignages*, 21 novembre 2006.
 27 Jim Carter, Synchrude, *Témoignages*, 21 novembre 2006.

bitumineux peut coûter jusqu'à 40 \$CAN, et cela, abstraction faite des coûts environnementaux associés aux émissions de gaz à effet de serre et autres. L'ONE a dit au Comité que si les cours du pétrole tombaient à une fourchette de 35 à 40 \$US le baril, il s'ensuivrait un « important ralentissement » de l'activité dans ce secteur²¹.

Ce n'est pas tout. Si la croissance effrénée de l'exploitation des sables bitumineux se maintient, il va bientôt falloir construire de nouveaux pipelines. L'ONE pense d'ailleurs que la production va dépasser la capacité des pipelines dès cette année²². Il faudra accroître aussi les installations de valorisation, car la majorité des raffineries ne peuvent traiter que des quantités très limitées de bitume. Il importe donc d'encourager des investissements additionnels durables dans les installations de valorisation et de raffinage, car ces activités à valeur ajoutée présenteront des retombées économiques substantielles pour le Canada. C'est bien sûr aux entreprises concernées de décider des investissements nécessaires, mais les gouvernements fédéral, provinciaux et territoriaux peuvent mettre l'épaulé à la roue en se concentrant pour que les projets soient examinés en temps opportun et avec rigueur.

Enfin, si le Canada est de plus en plus souvent qualifié de superpuissance énergétique, en raison surtout de la mise en valeur des sables bitumineux, il risque aussi d'acquiescer à l'étiquette de « grand pollueur » s'il ne prend pas la précaution de se doter des politiques et des technologies qui permettront d'atténuer l'impact environnemental de l'exploitation des sables bitumineux. De plus, il faudra aussi songer à répondre aux besoins des gens et des collectivités les plus directement touchés par la mise en valeur des sables bitumineux si l'on veut préserver la réputation du Canada de joueur responsable sur le marché mondial de l'énergie²³.

Les sables bitumineux — Une ressource d'une grande importance stratégique pour l'Amérique du Nord

Les sables bitumineux revêtent une importance stratégique considérable pour le Canada, en partie parce que leur apport compense la diminution de la production de pétrole classique en provenance du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, depuis toujours la plus riche zone pétrolière du Canada²⁴. Ils permettent au Canada d'engranger des revenus d'exportation du pétrole sûrs et lui assurent une ressource naturelle indispensable à la vie moderne.

21

Bill Wall, Office national de l'énergie, *Témoignages*, 24 octobre 2006.

22

Office national de l'énergie, *Les sables bitumineux du Canada, Perspectives et défis jusqu'en 2015 — Mise à jour, Évaluation du marché de l'énergie*, juin 2006.

23

On trouvera en annexe des données sur les émissions de gaz à effet de serre par pays (en chiffres absolus et par habitant).

24

Office national de l'énergie, *Les sables bitumineux du Canada, Perspectives et défis jusqu'en 2015 — Mise à jour, Évaluation du marché de l'énergie*, juin 2006.

Cela ne veut pas dire que la mise en valeur des sables bitumineux soit une entreprise exempte de risques. En fait, l'extraction et la valorisation du bitume coûtent cher, d'autant plus que les coûts en matériel, en main-d'œuvre et en gaz naturel ont beaucoup augmenté dernièrement. D'après la plus récente évaluation réalisée par l'Office national de l'énergie, la production d'un baril de pétrole synthétique à partir des sables

Avec des cours du pétrole qui oscillent entre 50 et 60 dollars américains le baril, l'exploitation des sables bitumineux devient très intéressante, les prix compensant dans la plupart des cas largement les risques et les dépenses que comportent de tels projets à forte intensité de capital étalés sur de longues périodes. Comme l'a dit fort à propos George Eynon du Canadian Energy Research Institute au Comité, « [l]es propriétaires des concessions pétrolières sont poussés à monétiser leurs actifs²⁰ ».

Les risques

Enfin, si les méthodes actuelles d'extraction minière et *in situ* interdisent pour le moment l'exploitation des deux tiers des sables bitumineux¹⁹, il n'est pas impossible que l'évolution de la technologie permette un jour la mise en valeur de cette ressource inexploitée, ce qui consoliderait la réputation du Canada en tant que grand producteur d'énergie.

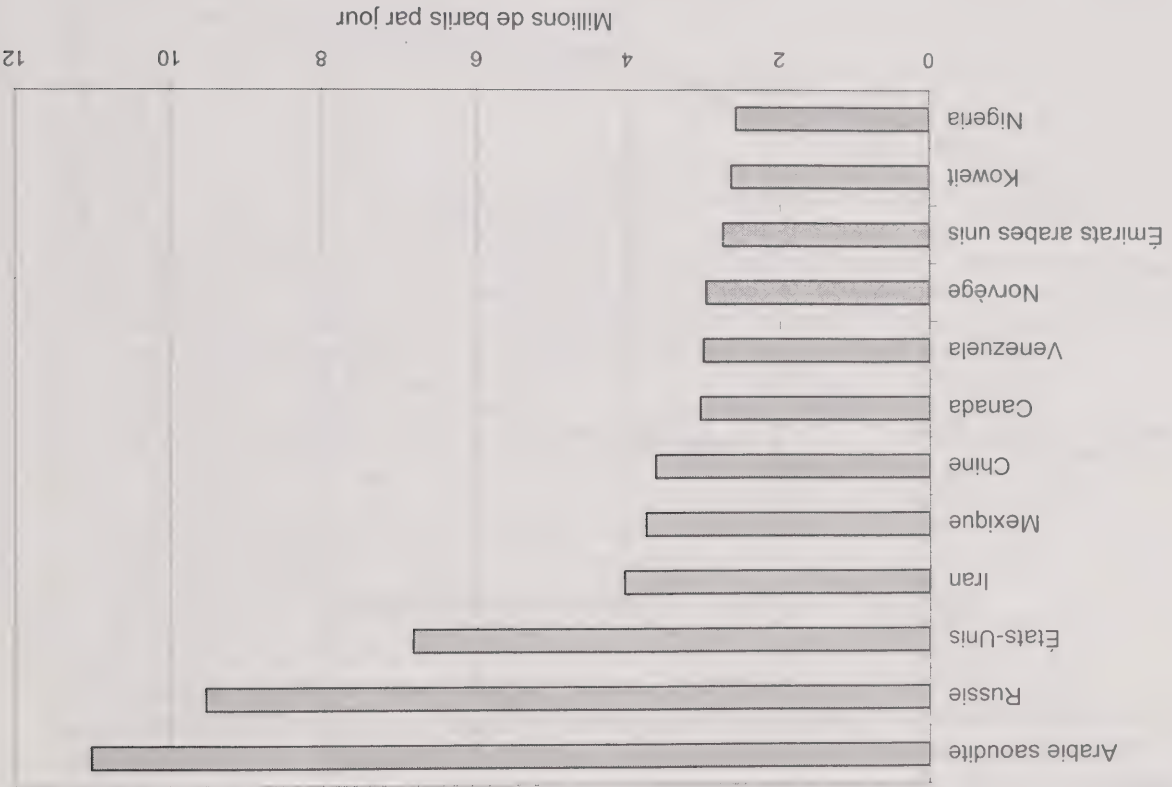
Un représentant de Ressources naturelles Canada (RNCan) a dit au Comité que l'on pourrait tirer jusqu'à 5 millions de barils de pétrole par jour des sables bitumineux en 2030¹⁶. Il importe de noter à cet égard que la mise en valeur des sables bitumineux ne sera pas nécessairement limitée à l'Alberta. L'ONE nous a appris en effet qu'il existe des gisements de sables bitumineux en Saskatchewan (dans le nord-ouest et le centre-est de la province)¹⁷. Selon RNCan, on commence à sentir des signes d'intérêt pour la mise en valeur de cette ressource¹⁸. Les estimations de l'ONE et de RNCan laissent entrevoir un vaste potentiel de mise en valeur des sables bitumineux, y compris 3 millions de barils par jour d'ici 2015 et jusqu'à 5 millions de barils par jour peut-être d'ici 2030, par comparaison à 1,1 million de barils par jour actuellement. Le Comité a constaté, d'après les témoignages des promoteurs, que certains facteurs pourraient fort bien limiter la mise en valeur, voire retarder certains projets. Par conséquent, il se pourrait que la production soit inférieure aux prévisions de l'ONE et de RNCan, ce qui influera sur les aspects économiques et environnementaux de ces projets.

- ¹⁶ Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.
- ¹⁷ Jim Donihue, Office national de l'énergie, *Témoignages*, 24 octobre 2006.
- ¹⁸ Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.
- ¹⁹ Hassan Hamza, Centre de la technologie de l'énergie de CANMET (CTEC) - Devon, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.
- ²⁰ George Eynon, Canadian Energy Research Institute, *Témoignages*, 24 octobre 2006.

Perspectives

L'Office national de l'énergie (ONE) prévoit que l'exploitation des sables bitumineux produira 3 millions de barils de pétrole par jour en 2015, tandis que l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) projette une production de 3,5 millions de barils par jour si tous les projets se déroulent comme prévu. D'après l'ONE, plus de 40 grands projets de récupération du bitume ont été annoncés pour la période 2006-2015¹³, associés à des investissements totalisant 10 milliards de dollars par an en moyenne durant cette période. Le Canada pourrait ainsi devenir sous peu l'un des plus grands producteurs de pétrole du monde. Selon l'analyse de l'ACPP, il passerait du septième rang en 2005 (voir le graphique ci-dessous) au troisième ou au quatrième rang en 2015¹⁴.

Production de pétrole¹⁵ par pays, 2005



Source : BP Statistical Review of World Energy 2006.

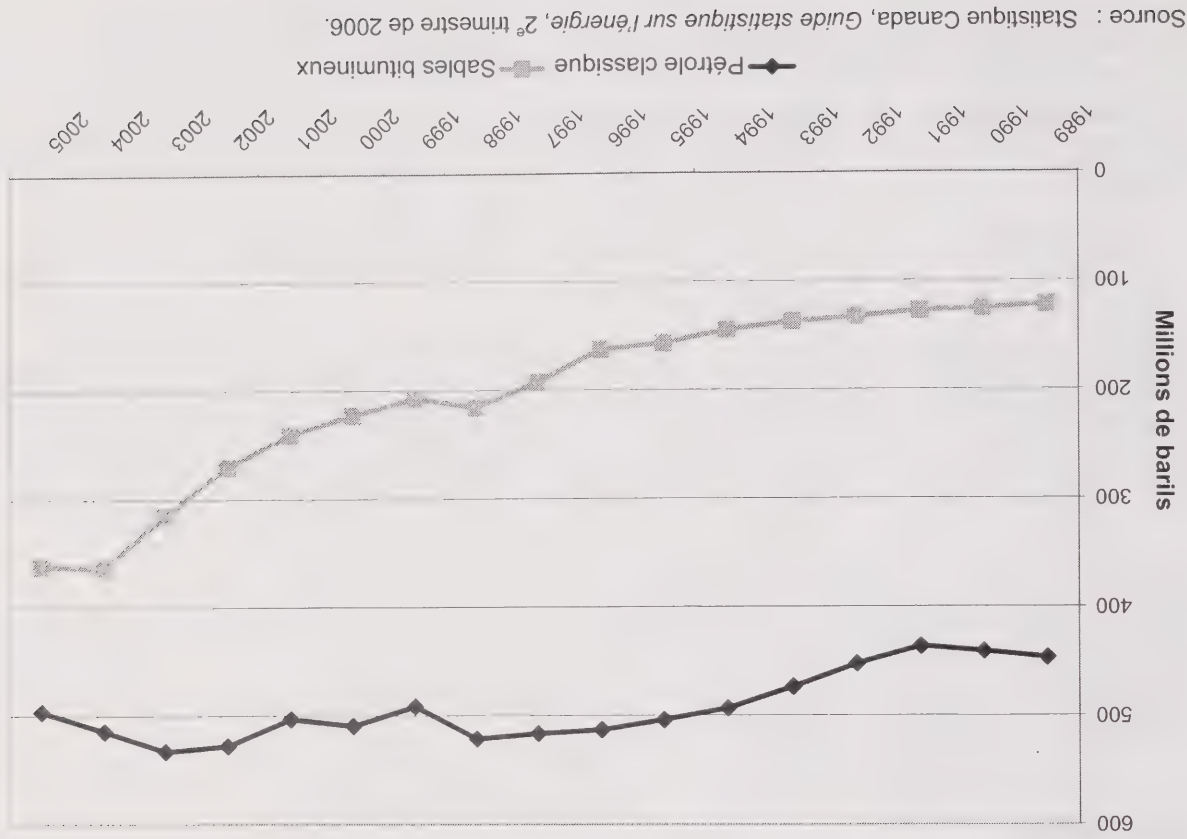
¹³ Le mémoire présenté par l'Office national de l'énergie au Comité fait état de 46 grands projets de récupération du bitume.
¹⁴ Greg Stringham, Association canadienne des producteurs pétroliers, *Témoignages*, 2 novembre 2006.
¹⁵ Pétrole brut, huile de schiste, sables bitumineux et liquides de gaz naturel.

CHAPITRE 2 : LE CANADA, UNE SUPERPUISSANCE ÉNERGÉTIQUE?

Faits récents

Au milieu des années 1990, le Groupe de travail national sur les stratégies de mise en valeur des sables bitumineux prédisait que la production de pétrole tirée des sables bitumineux atteindrait le million de barils par jour en 2020. Ce niveau de production a en fait été atteint en 2004, soit seize ans plus tôt que prévu. Si la production canadienne de pétrole brut classique piétine depuis dix ans et va même sans doute bientôt baisser, l'exploitation des sables bitumineux, en revanche, a connu un essor considérable (voir le graphique ci-dessous) et devrait plus que compenser la diminution éventuelle de la production de brut classique. En fait, la production des sables bitumineux dépasse déjà la production de pétrole brut classique dans l'Ouest du Canada et surpassera avant peu la production canadienne totale de pétrole brut classique.

Production canadienne de pétrole brut, 1989-2005



d'exploitation des sables bitumineux, la Great Canadian Oil Sands (maintenant propriété de Suncor Energy Inc.) a ouvert en 1967 une usine située au nord de Fort McMurray en Alberta. On disait à l'époque de cet ouvrage d'envergure commerciale, le premier en son genre, d'une capacité de production de 45 000 barils par jour, qu'il représentait le plus grand pari de l'histoire et une incursion audacieuse dans un domaine inconnu¹¹. Une seconde usine, plus importante, établie à proximité, à Mildred Lake en Alberta, par le consortium Syncrude, une entreprise mixte publique-privée, est entrée en production en 1978.

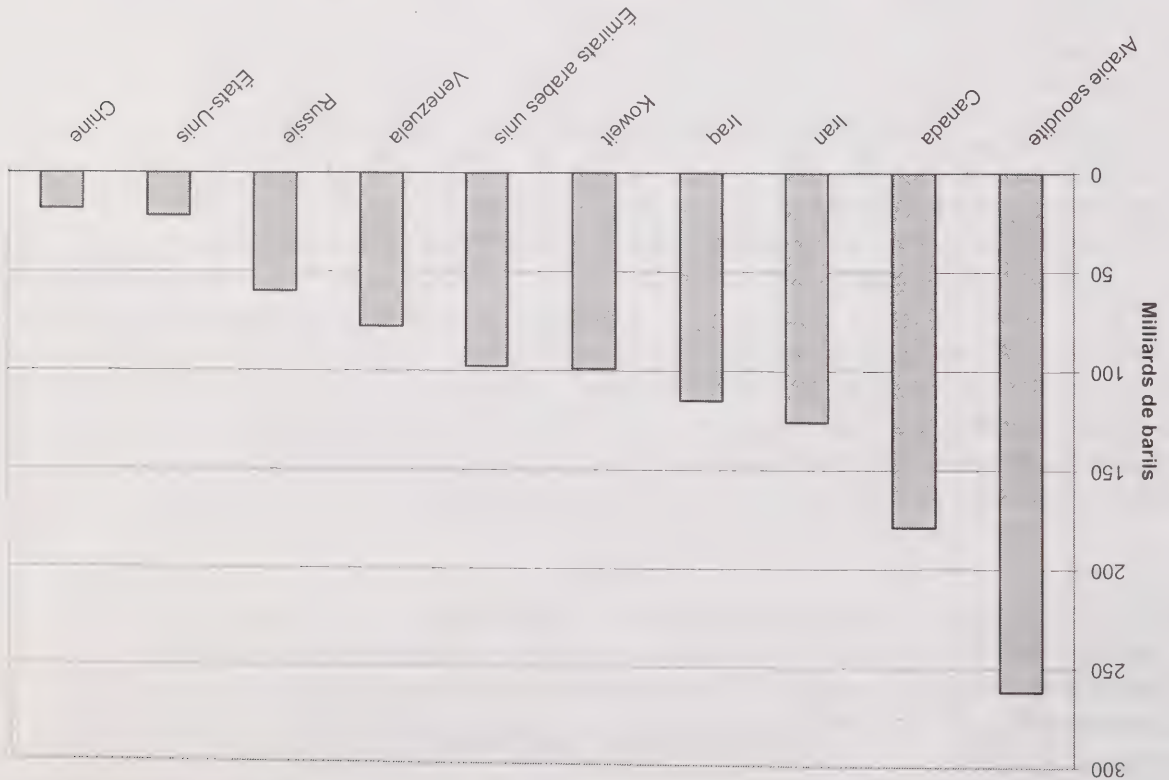
La mise en valeur des sables bitumineux est souvent présentée comme une réussite canadienne. Il a en effet fallu passablement de clairvoyance d'abord et d'innovation ensuite pour réaliser les travaux de recherche et de développement qui ont permis de trouver comment séparer le bitume du sable dans lequel il est emprisonné et mener les projets au stade de l'exploitation commerciale. Comme l'a dit Jim Carter, président-directeur général de Syncrude :

Nous parlons ici de recherche-développement effectuée ici même, au Canada. Ce sont des inventions de notre cru qui permettent d'extraire le bitume du sable et de le transformer en un produit viable qui soit commercialisable sur le marché. Si nous n'avions pas commencé tout ce travail il y a 30 ans, nous serions dans de beaux draps du point de vue de notre approvisionnement en pétrole brut [...] Je pense donc que nous avons eu beaucoup de chance; nous sommes les pionniers. Je peux vous dire, d'après mon expérience personnelle [...] Cela fait 28 ans que je travaille chez Syncrude Canada et que je vis chaque jour à Fort McMurray, et les 15 premières années nous nous échinons dans l'obscurité. Personne ne croyait que nous pouvions réussir. Nul ne croyait que nous pouvions en faire une entreprise viable, notre travail était perçu comme une curiosité scientifique. Grâce à cet effort et à cette énergie, la mise en valeur se fait et nous continuons à investir dans la R-D [...] Je pense que le Canada serait dans une situation bien moins enviable aujourd'hui si les sables bitumineux n'avaient pas été mis en valeur — et c'est vrai de tout le Canada. Une bonne partie de notre production part dans les raffineries de la région d'Edmonton, mais une partie va aussi à Sarnia et franchit les montagnes jusqu'à la côte ouest. Ce produit alimente tout le pays et va réellement contribuer à la sécurité énergétique du pays¹².

¹¹ Suncor Energy Inc., <http://www.suncor.com/default.aspx?ID=9>.

¹² Jim Carter, *Témoignages*, 21 novembre 2006.

Réerves de pétrole brut (janvier 2004)



Source : U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. Les chiffres proviennent du *Oil and Gas Journal*.

On trouve des gisements de sables bitumineux dans d'autres pays aussi, notamment au Venezuela, mais les plus importants se trouveraient au Canada. En outre, le Canada « est la seule région au monde où ces réserves font l'objet d'une exploitation commerciale.⁹ »

La mise en valeur des sables bitumineux — Une illustration de l'ingénuité canadienne

Les sables bitumineux ont été localisés la première fois par des scientifiques de la Commission géologique du Canada (qui relève maintenant de Ressources naturelles Canada) en 1875, un siècle environ après les premières mentions d'observation de bitume sur les rives de la rivière Athabaska par des commerçants de fourrures et des explorateurs¹⁰. Mettant à profit les connaissances acquises dans les années 1930 et 1940 suite à la construction, par l'Etat et l'entreprise privée, de petites usines

⁹ Howard Brown, Secteur de la politique énergétique, Ressources naturelles Canada, *Témoignages*, 19 octobre 2006.

¹⁰ Syncrude Canada Ltd., <http://www.syncrude.ca/users/folder.asp?FolderID=5657>.

Le Comité a été saisi d'informations montrant que la demande mondiale d'énergie va continuer d'augmenter et que les hydrocarbures comme le pétrole et le gaz demeureront les principales sources d'énergie primaire à l'échelle mondiale⁴. Comme l'a dit un témoin, compte tenu de l'ampleur de la production et de l'utilisation de l'énergie dans le monde aujourd'hui et de l'infrastructure qui existe, les combustibles fossiles pourraient répondre à la majorité des besoins mondiaux en énergie dans un avenir prochain⁵.

Dans ce contexte, il y a fort à parier que les sables bitumineux occuperont une place de plus en plus importante sur le marché de l'énergie dans les années et les décennies à venir. De plus, l'instabilité politique et les tensions géopolitiques au Moyen-Orient et dans d'autres régions productrices de pétrole font ressortir par comparaison les avantages relatifs des sables bitumineux du Canada. En effet, le climat politique du Canada est extrêmement stable par rapport à celui de nombreux autres pays producteurs de pétrole⁶.

La ressource

Les sables bitumineux sont un mélange de bitume — une substance lourde et visqueuse qui ressemble à du goudron — et de sable, d'argile et d'eau. La teneur en bitume des sables bitumineux de l'Alberta varie entre 10 et 20 p. 100. Les gisements de sables bitumineux se trouvent en sous-sol, au nord-est de l'Alberta, et couvrent quelque 140 000 kilomètres carrés (soit environ deux fois la superficie du Nouveau-Brunswick). Ils sont exploités dans les régions d'Athabasca, de Cold Lake et de Peace River. D'après des estimations, l'Alberta recèle plus de 1,7 billion de barils de bitume, ce qui, d'après certains analystes, représente des réserves « égales ou supérieures à la totalité des réserves mondiales en pétrole classique »⁷. Sur ce total, environ 315 milliards de barils seraient potentiellement récupérables. Les réserves établies, c'est-à-dire la portion de la ressource récupérable de manière rentable au moyen de la technologie courante, sont estimées à environ 174 milliards de barils. D'après le Canadian Energy Research Institute, ces réserves « suffiraient à répondre à la demande canadienne en matière de pétrole pendant 250 ans »⁸. Grâce aux sables bitumineux, le Canada occupe une seconde place enviable sur le plan des réserves de pétrole à l'échelle mondiale, derrière l'Arabie saoudite (voir le graphique).

4 Michael Raymont, Energy Innovation Network, *Témoignages*, 26 octobre 2006.

5 Ibid.

6 Jim Donihue, Office national de l'énergie, *Témoignages*, 24 octobre 2006.

7 Marwan Masri, Canadian Energy Research Institute, *Témoignages*, 24 octobre 2006.

8 Ibid.

CHAPITRE 1 :

LES SABLES BITUMINEUX — APERÇU

Contexte économique et géopolitique

L'exploitation des sables bitumineux est attribuable en large part à la robustesse de la demande continentale et mondiale de pétrole brut. La progression marquée de la demande de pétrole et les tensions géopolitiques qu'on observe au Moyen-Orient et ailleurs ont suscité une forte hausse des cours du pétrole ces dernières années (voir le graphique ci-dessous) et contribué à mettre en relief un bon nombre des avantages relatifs des sables bitumineux.

Prix moyen du pétrole brut (WTI au comptant), 1984-2005



Source : BP Statistical Review of World Energy 2006.

mériter une réputation peu enviable, « non pas comme [...] superpuissance énergétique, mais plutôt comme [...] superpollueur³ ».

Comme on le verra plus loin, les sables bitumineux de l'Alberta constituent indéniablement un avantage économique et stratégique considérable pour le pays. Nous commençons à peine à exploiter cette vaste ressource. En tant que leader mondial en matière d'énergie, le Canada doit redoubler d'ingénuité pour maximiser la valeur de la ressource en réduisant le plus possible les coûts sociaux et environnementaux de l'exploitation des sables bitumineux. La manière dont on conduira la mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta dans les prochaines années aura des répercussions importantes et durables sur l'économie, la société, l'environnement et la réputation internationale de notre pays et témoignera de la volonté réelle du Canada d'assurer un développement durable.

Il ne fait aucun doute que la mise au point et la commercialisation de technologies nouvelles aideront l'industrie à exploiter les sables bitumineux de manière plus écologique. Les pouvoirs publics ont un rôle à jouer à cet égard en adoptant des politiques et en consentant des investissements stratégiques propres à encourager la généralisation de telles innovations technologiques en temps opportun. Il importe d'agir dès maintenant. Il y a en effet déjà beaucoup de projets de mise en valeur des sables bitumineux, dont la réalisation s'étalera sur une longue période. Il est donc absolument essentiel d'établir dès que possible le cadre d'action qui convient de manière que les entreprises concernées puissent consentir les investissements nécessaires dans les technologies qui permettront de réduire l'empreinte écologique et sociale de la mise en valeur des sables bitumineux et de faire du Canada une véritable superpuissance d'énergies propres.

LES SABLES BITUMINEUX :

VERS UN DÉVELOPPEMENT DURABLE

INTRODUCTION

Le Canada produit plus d'un million de barils de pétrole par jour à partir des sables bitumineux et tout donne à penser que le rythme de production pourrait très bien tripler d'ici dix ans et même quintupler d'ici 2030. Plusieurs facteurs entrent en jeu à cet égard. Comme nous l'a dit un porte-parole de l'Office national de l'énergie :

La croissance rapide des aménagements dans la région des sables bitumineux du Canada devrait normalement se poursuivre. Cependant, certains problèmes des incertitudes sont associés à la mise en valeur de la ressource. Le rythme des travaux dépendra de l'atteinte d'un équilibre entre les forces s'opposant à cet égard. Les prix élevés du pétrole, la reconnaissance internationale, les inquiétudes géopolitiques, la croissance de la demande de produits pétroliers à l'échelle mondiale, la taille des réserves et la proximité de l'important marché américain ainsi que le développement éventuel d'autres marchés sont autant de facteurs favorables aux aménagements. À l'inverse, les coûts du gaz naturel, l'écart élevé des prix du pétrole léger et lourd, la gestion des émissions atmosphériques et de l'utilisation de l'eau et la pénurie de main-d'œuvre ainsi que d'infrastructures et de services pourraient faire obstacle à la mise en valeur de la ressource¹.

Un bon nombre de ces facteurs méritent qu'on s'y attarde, d'autant plus que l'accélération de la mise en valeur des sables bitumineux pose un certain nombre de problèmes importants du point de vue de la politique publique. En effet, si l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta dynamise considérablement l'économie de l'Ouest du Canada et, en fait, de l'ensemble du pays, elle comporte par ailleurs des répercussions sociales, environnementales et économiques non négligeables auxquelles on ne s'est pas encore suffisamment attelé.

On pense en particulier aux émissions de gaz à effet de serre, dont le niveau devient de plus en plus préoccupant, et auxquelles on ne s'est pas encore attaqué de front. Plusieurs témoins ont fait valoir que si le Canada poursuit la mise en valeur des sables bitumineux en s'en tenant au statu quo², il pourrait se heurter à de graves problèmes environnementaux. Selon un représentant de l'Institut Pembina, il risque de se

¹ Jim Donihue, Office national de l'énergie, *Témoignages*, 24 octobre 2006.

² Tony Clarke, de l'Institut Polaris, parle de la mise en valeur « désordonnée ». *Témoignages*, 21 novembre 2006.

Coûts des immobilisations	25
L'augmentation de la consommation de gaz naturel	27
L'introduction des nouvelles technologies	30
Les impacts environnementaux	33
1. Processus d'évaluation des gouvernements fédéral et provinciaux	33
2. Les émissions de gaz à effet de serre	36
3. Le captage et le stockage du dioxyde de carbone	37
4. Le traitement fiscal de l'exploitation des sables bitumineux	41
5. L'utilisation de l'eau	42
6. La remise en état des terres	47
Les enjeux sociaux	49
1. Les répercussions de la mise en valeur des sables bitumineux sur les Premières Nations	49
2. L'impact social de la mise en valeur des sables bitumineux	50
Conclusion	53
ANNEXE	55
LISTE DES RECOMMANDATIONS	57
LISTE DES TÉMOINS	63
LISTE DES MÉMOIRES	67
DEMANDE DE RÉPONSE DU GOUVERNEMENT	69
OPINION DISSIDENTE DU PARTI CONSERVATEUR	71
OPINION COMPLÉMENTAIRE DU BLOC QUÉBÉCOIS	77
OPINION COMPLÉMENTAIRE DU NOUVEAU PARTI DÉMOCRATIQUE	81

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 : Les sables bitumineux — Aperçu.....	3
Contexte économique et géopolitique.....	3
La ressource.....	4
La mise en valeur des sables bitumineux — Une illustration de l'ingénuité canadienne.....	5
CHAPITRE 2 : Le Canada, une superpuissance énergétique?.....	7
Faits récents.....	7
Perspectives.....	8
Les risques.....	9
Les sables bitumineux — Une ressource d'une grande importance stratégique pour l'Amérique du Nord.....	10
CHAPITRE 3 : Le rôle des pouvoirs publics.....	13
CHAPITRE 4 : Avantages économiques de l'exploitation des sables bitumineux.....	17
Effet d'entraînement des investissements dans les sables bitumineux.....	17
Répercussions de l'exploitation des sables bitumineux sur le produit intérieur brut du Canada.....	17
Répercussions de l'exploitation des sables bitumineux sur l'emploi.....	19
Répercussions de l'exploitation des sables bitumineux sur les recettes publiques..	20
L'envers de la médaille.....	20
CHAPITRE 5 : LES DÉFIS.....	21
Introduction.....	21
L'augmentation des coûts.....	22
La main-d'œuvre.....	23

LE COMITÉ PERMANENT DES RESSOURCES NATURELLES

a l'honneur de présenter son

QUATRIÈME RAPPORT

Conformément au mandat que lui confère l'article 108(2) du Règlement et à la motion adoptée par le Comité le 28 septembre 2006, le Comité a étudié les sables bitumineux du Canada et a convenu de faire rapport de ce qui suit :

COMITÉ PERMANENT DES RESSOURCES NATURELLES

PRÉSIDENT

Lee Richardson

VICE-PRÉSIDENTS

Catherine Bell
Alan Tonks

MEMBRES

Mike Allen
Claude DeBellefeuille
Jacques Gourde
Richard Harris
Mark Holland
Christian Quillet
Todd Russell
Lloyd St. Amand
Bradley Trost

AUTRES DÉPUTÉS QUI ONT PARTICIPÉ

Dennis Bevington
L'hon. Roy Cullen
Marcel Lussier
L'hon. Joe McGuire
L'hon. Christian Paradis
Scott Reid
L'hon. Andrew Telegdi

GREFFIER DU COMITÉ

Chad Mariage

BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Service d'information et de recherche parlementaires

Jean-Luc Bourdages

Frédéric Beauregard-Tellier

LES SABLES BITUMINEUX: VERS UN DÉVELOPPEMENT DURABLE

**Rapport du Comité permanent
des ressources naturelles**

**Le président
Lee Richardson, député**

MARS 2007

39^e LÉGISLATURE, 1^{re} SESSION

Le Président de la Chambre des communes accorde, par la présente, l'autorisation de reproduire la totalité ou une partie de ce document à des fins éducatives et à des fins d'étude privée, de recherche, de critique, de compte rendu ou en vue d'en préparer un résumé de journal. Toute reproduction de ce document à des fins commerciales ou autres nécessite l'obtention au préalable d'une autorisation écrite du Président.

Si ce document renferme des extraits ou le texte intégral de mémoires présentés au Comité, on doit également obtenir de leurs auteurs l'autorisation de reproduire la totalité ou une partie de ces mémoires.

Les transcriptions des réunions publiques du Comité sont disponibles par Internet : <http://www.parl.gc.ca>

En vente : Communication Canada — Édition, Ottawa, Canada K1A 0S9

39^e LÉGISLATURE, 1^{re} SESSION

MARS 2007

**Le président
Lee Richardson, député**

**Rapport du Comité permanent
des ressources naturelles**

**LES SABLES BITUMINEUX: VERS UN
DÉVELOPPEMENT DURABLE**

**HOUSE OF COMMONS
CHAMBRE DES COMMUNES**

